

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Технические решения при строительстве подводного перехода в скальных горных породах»

УДК 622.692.4.07:624.12

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б4А	Грядюшко Д.А.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Антропова Н.А.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ОСГН	Трубникова Н.В.	д.и.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ООД	Черемискина М.С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В.	к.п.н.		

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазового промышленного оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e).
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4,

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

 (Подпись) (Дата) **Брусник О.В.**
 (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
32Б4А	Грядюшко Дмитрию Александровичу

Тема работы:

«Технические решения при строительстве подводного перехода в скальных твердых породах»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

11.06.2019

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический

Условным объектом исследования является подводный переход газопровода «Юрга-Яшкино», имеющий диаметр и толщину стенки трубопровода, соответственно 530 мм и 12 мм.

В этой работе рассмотрены технические решения при строительства ПП в скальных породах. Сама работа направлена на выбор

<p>анализ и т. д.).</p>	<p>оптимальной технологии отвечающей современным требованиям строительства</p> <p>Выполнен экономический анализ между традиционным способом укладки дюкера ПП и методом горизонтально направленного бурения.</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Изучение основных нормативных документов и обзор литературных источников; 2. Анализ технологий строительства подводных переход в и определение условий, в которых целесообразно их применение; 3. Строительство газопровода через водную преграду в условиях скального грунта методом ГНБ с заданными параметрами; 4. Проведение расчета на прочность и устойчивость магистрального нефтепровода. <p>Дополнительные разделы:</p> <ul style="list-style-type: none"> • «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»; • «Социальная ответственность».
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Трубникова Н.В.</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Черемискина М.С.</p>
<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>01.03.2019г</p>

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Антропова Н.А.			01.03.2019г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б4А	Грядюшко Дмитрий Александрович		01.03.2019г

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2018/2019 учебного года) _____

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.06.2019г
--	-------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.03.2019	<i>Характеристика условного производственного объекта</i>	10
28.03.2019	<i>Введение</i>	10
15.04.2019	<i>Анализ существующих технологий строительства ПП</i>	20
29.04.2019	<i>Технические решения при строительстве ПП методом ГНБ в скальных горных породах</i>	20
05.05.2019	<i>Финансовый менеджмент</i>	10
12.05.2019	<i>Социальная ответственность</i>	10
19.05.2019	<i>Заключение</i>	10
25.05.2019	<i>Презентация</i>	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Антропова Н.А.			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 124 с., 5 рисунков, 26 таблиц, 34 источника, выполнена **в текстовом редакторе Microsoft Word.**

Технические решения при строительстве подводного перехода в скальных горных породах

Объектом исследования является подводный переход магистрального газопровода с диаметром 530 мм и толщиной стенки 12 мм через реку Томь.

Цель работы – выбор наиболее эффективного технического решения при строительстве подводного перехода в скальных породах.

В процессе исследования проводился анализ существующих технологий строительства подводных переходов, а также было рассмотрено строительство подводного перехода газопровода с использованием горизонтально направленного бурения. Был проведен расчёт магистрального нефтепровода на устойчивость и прочность.

В результате исследования был произведен выбор метода прокладки газопровода через р. Томь, которая отвечает современным требованиям строительства.

Область применения: данная технология применяется для строительства подводного перехода сложенного скальными твердыми породами.

Abstract

Final qualifying work 124 p., 5 figures, 26 tables, 4 applications, done in the text editor Microsoft Word.

Technical solutions for the construction of an underwater crossing in the rocks.

The object of the research is the underwater crossing of a gas pipeline with a diameter of 530 mm and a wall thickness of 12 mm across the Tom River.

The purpose of the work is to select the most effective technical solution for the construction of an underwater crossing in rocks.

In the course of the study, an analysis was made of existing technologies for the construction of underwater crossings, and also the construction of an underwater crossing of a gas pipeline using horizontal directional drilling was considered. The calculation of the main oil pipeline for stability and durability was carried out.

As a result of the study, the method of laying the gas pipeline through the r. Tom, which meets the modern requirements of construction.

Scope: this technology is used for the construction of an underwater crossing composed of hard rock.

Сокращения

В ходе процесса работы ВКР применены следующие сокращения:

МН – магистральный нефтепровод;

ГНБ – горизонтально направленное бурение;

КНБК – компоновка низа буровой колонны;

УБТ – утяжеленная буровая труба;

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ДРУ – двигатель с регулятором угла;

ПП – подводный переход;

ГНБ – горизонтально направленное бурение.

Оглавление

Введение	16
1 Общая часть	17
1.1 Классификация магистральных трубопроводов	17
1.2 Краткая характеристика района строительства	
1.3 Краткая характеристика объекта	18
1.3.1 Основные технические решения	
1.3.2 Характеристика применяемых труб	20
1.4 График производства работ	
1.5 Потребность в рабочих кадрах на объекте строительства	22
1.6 Потребность в основных строительных машинах на объекте строительства	
1.7 Геологическая характеристика	23
2 Техничко технологическая часть	26
2.1 Анализ методов строительства подводного перехода	26
2.2 Техничко-экономическое обоснование способов сооружения подводного перехода через естественные водные преграды	28
2.3 Технологическая часть	30
2.3.1 Основные решения по оргонизации работ	31
2.3.2 Подготовительные работы	32
2.3.3 Устройство и содержание временных подъездных дорог	33
2.3.4 Инжинерная подготовка трассы	33

2.3.5 Мероприятия по охране окружающей среды при проведении подготовительных работ.....	34
3 Прокладка трубопровода методом ГНБ.....	36
3.1 Технологическая последовательность выполняемых операций.....	37
3.2 Обоснование выбора буровой установки.....	38
3.3 Устройство шламоприемников.....	38
3.4 Система ориентирования	39
3.5 Бурение пилотной скважины	41
3.6 Расширение до технологического диаметра	43
3.7 Калибровка скважин.....	45
3.8 Протаскивание трубопровода.....	46
4 Расчетная часть.....	50
4.1 Расчет газопровода на прочность и пластические деформации	50
4.1.1 Исходные данные	50
4.1.2 Определение толщины стенки газопровода.....	50
4.1.3 Определение переменных параметров - модуля Юнга и коэффициента Пуассона	51
4.1.4 Проверка трубопровода на прочность.....	53
4.1.5 Проверка трубопровода на недопустимые пластические деформации	55
4.1.6 Расчет тягового усилия протаскивания дюкера	57
4.1.7 Исходные данные	57
4.1.8 Расчет весовых характеристик трубопровода.....	59
4.1.9 Расчет тягового усилия протаскивания дюкера при частичном заполнении водой	61
4.1.10 Проверка трубопровода на пластические деформации в процессе протаскивания	64
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	66
5.1 Планирование НИР.....	66

5.1.1 Потребители результатов исследования.....	67
5.1.2 SWOT - анализ.....	68
5.1.3 Оценка готовности проекта к коммерциализации.....	69
5.2 Организационная структура проекта.....	71
5.2.1 План проекта.....	71
5.2.2 Бюджет научного исследования.....	73
5.3 Оценка сравнительной эффективности исследования.....	76
5.4. Расчет экономической эффективности.....	80
6 Контроль качества при ННБ.....	82
6.1 Программа бурового раствора.....	82
6.2 Контроль качества бурового раствора.....	88
6.3 Бурильные трубы.....	89
6.4 Возможные осложнения в процессе бурения.....	93
6.5 Поглощение бурового раствора.....	95
6.6 Потеря устойчивости ствола перехода.....	99
6.7. Мероприятия по предупреждению образования грифонов и их локализация.....	103
7 Социальная ответственность	106
7.1 Производственная безопасность	106
7.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	109
7.3 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	112
7.4 Защита в чрезвычайных ситуациях	113
7.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	116
7.5.1 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	116
Заключение	120
Список литературы:	121

Введение

Безаварийная эксплуатация магистральных нефтепроводов наиболее тесно связана с работоспособностью трубы и зависит от их эксплуатационной надежности, которая, в свою очередь, в процессе длительной эксплуатации, неизбежно снижается в результате развития дефектного состояния. В настоящее время нефтяные компании, занимающиеся магистральным транспортом нефти, стремятся к снижению аварийности и повышению безопасной эксплуатации магистральных нефтепроводов.

Трубопроводный транспорт газа, нефти и нефтепродуктов в настоящее время является основным средством доставки этих продуктов от мест добычи, переработки или получения к местам потребления. Сеть таких магистральных трубопроводов характеризуется значительной протяженностью, большим диаметром, значительным возрастом и высоким давлением перекачки. Трубопроводы такой протяженности пересекают огромное число разнообразных препятствий: малых и больших рек, водохранилищ, озер, глубоких болот, сложенных слабыми и скальными грунтами.

Практически при проектировании и строительстве переходов должна быть решена задача создания подводных трубопроводов, которые могли бы работать без аварий и ремонтов в течении 40-50 лет. Только в этом случае средства, затрачиваемые на их строительство, можно считать оправданными, а водоемы – защищенными от возможного попадания в них вредных для животного и растительного мира продуктов.

Актуальность работы. При сооружении подводных переходов магистральных трубопроводов предъявляются повышенные требования к качеству выполняемых работ и используемым материалам и технологиям. Поэтому при проектировании и строительстве подводных переходов должны

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

применяться технологии, обеспечивающие надежную, эффективную и безаварийную эксплуатацию перехода в течение длительного времени, не нанося при этом вред окружающей среде. Оптимальный вариант подводного перехода трубопровода должен обеспечивать: эксплуатационную надежность трубопровода, наиболее рациональное использование материальных ресурсов строительных организаций, минимальные сроки строительства и минимальные приведенные затраты на строительство и эксплуатацию перехода.

Цель работы: осуществить строительство подводного перехода газопровода через р.Томь в скальных горных породах.

Исходя из поставленной цели, необходимо выполнить следующие задачи:

1. Провести обзор современной литературы по указанной тематике.
2. Охарактеризовать объект строительства с приведением всех существующих в настоящее время технологии строительства подводных переходов и проанализировать возможность их применения в данных геологических условиях
3. Провести технологические расчеты объекта исследования магистрального газопровода.
4. Обосновать технико-экономическую эффективность выбираемого оборудования для строительства и определение последовательности проведения основных этапов работ с учетом требования промышленной и экологической безопасности.
5. Провести расчеты экономической эффективности затрат в строительство.

1 Общая часть

1.1 Классификация магистральных нефтепроводов

I – при рабочем давлении свыше 2,5 до 10,0 МПа (свыше 25 до 100 кгс/см²) включ.;

II – при рабочем давлении свыше 1,2 до 2,5 МПа (свыше 12 до 25 кгс/см²) включ.

1.2 Краткая характеристика района строительства

Земельный участок для строительства объекта капитального строительства (трассы газопровода) расположен в Кемеровской области в Юргинском и Яшкинском районах.

Сообщение с г.Юрга осуществляется по автомобильным дорогам и ледовой переправе для проезда на левый берег реки Томи.

Район строительства входит в умеренно теплый, умеренно увлажненный агроклиматический район. Климат рассматриваемой территории континентальный, формируется под влиянием свойств воздушных масс азиатского материка, воздействие атлантических масс невелико. В общих чертах климат характеризуется суровой и многоснежной зимой, теплым, не продолжительным летом, короткими переходными сезонами весной и осенью и коротким безморозным периодом – в среднем 110 дней. Наиболее ясными месяцами вегетационного периода являются май и июнь, наиболее пасмурными – август и сентябрь.

					Технические решения при строительстве подводного перехода в скальных горных породах					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Основная часть			Лит.	Лист	Листов
Разраб.	Грядюшко									
Руковод.	Антропова								18	123
Консульт.								ТПУ гр. 32Б4А		
Рук-ль ООП	Брусник О.В.									

Переход через р. Томь расположен на расстоянии семисот метров от железнодорожного моста Западно–Сибирской транспортной магистрали;

береговая линия отмечена урезом воды с отметкой 91,07м. Длина перехода через р.Томь составляет 500 м, правый берег представлен довольно длинными переходами террас – 950м и с разницей отметок в 16м.

Рассматриваемая территория относится к Томско–Каменскому району Чулымо–Енисейской области развития денудационного и эрозионно-аккумулятивного озерно–аллювиального рельефа.

Проектируемый газопровод расположен в пределах четырех геоморфологических элементов: современной аллювиальной пойменной террасы р.Томи, верхнечетвертичной первой и третьей надпойменных террас р.Томи и Томь–Яйской водораздельной озерно-аллювиальной равнины.

Рельеф участка не ровный. Абсолютные отметки меняются с 91,52 м до 116 м.

Вдоль трассы перехода газопровода встречены суглинки, гравийно–песчаный грунт, глинистые сланцы, гравийный грунт:

- суглинки на большей части трассы залегают сразу под почвенным слоем мощность на левом берегу до 15 м, на правом до 5 м;
- гравийный и гравийно–песчаный грунт, содержание частиц 10мм в гранулометрическом составе более 58%;
- глинистые сланцы или переслаивание глинистых сланцев с песчаниками, с хорошо выраженной тонко-сланцевой текстурой и очень слабовыраженной слоистостью.

Проект разработан при условии отсутствия воды в грунтах. При обнаружении воды в период строительства и интенсивного снеготаяния, так называемой «верховодки», необходимо произвести водопонижение. Замачивание и промораживание грунта не допускается.

Характеристика площадки строительства по климатическим условиям принята по СНиП 23-01-99* «Строительная климатология».

					Основная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

По условиям сезонного промерзания грунты относятся к сильнопучистым, особенно участки подземных и подводных переходов через ручьи и временные водотоки [1].

1.3 Краткая характеристика объекта

Данным проектом рассматривается строительство подводного перехода газопровода Юрга – Яшкино через реку Томь методом ННБ:

- диаметр трубопровода – 530 мм
- длина перехода 930,4 м
- рабочее давление 5,4 МПа.

1.3.1 Основные технические решения

В данной работе приняты следующие технические решения:

- прокладка руслового участка газопровода Д 530х12 протяженностью 930,4 м методом ННБ;

Величина заглубления трубопровода, уложенного методом ННБ, принята минимум 6,0 м от отметок дна реки и не менее 3,0 м от линии предельного размыва до верха трубы [1].

1.3.2 Характеристика применяемых труб

Для дюкера, прокладываемого методом ННБ проектом приняты стальные трубы ГОСТ 10704-91 диаметром 530 мм, толщина стенки 12 мм.

Соответствие подобранной трубы, воспринимаемым эксплуатационным нагрузкам проверено расчетом.

Повороты трубопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях выполняются упругим изгибом [2].

					Основная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

1.4 График производства работ

Календарный план (график) строительства является основным документом, определяющим порядок и продолжительность строительства, а также распределение финансовых вложений по периодам строительства.

Строительство подводного перехода газопровода Юрга–Яшкино через реку Томь намечено выполнить в соответствии с графиком в 2019г.

Продолжительность работ по устройству площадок, подготовке дюкера и другим работам определена по Единым и Ведомственным нормам и расценкам на строительные, монтажные и строительные работы с учетом нормативной трудоемкости на подготовительные и основные работы и состава бригад.

Доставка материалов и оборудования осуществляется далее автомобильным транспортом до временных площадок хранения, расположенных в полосе временного отвода. Временные – восстанавливают несущую способность дефектного трубопровода (секции) на непродолжительный промежуток времени;

Продолжительность мобилизационного периода составляет 7 дней;

Продолжительность работ по монтажу бурового оборудования составляет 7 дней;

Продолжительность работ по бурению пилотной скважины составляет 20 дней;

Продолжительность работ по переезду на левый берег, и монтаж бурового оборудования составляет 7 дней;

Продолжительность работ по расширению скважины составляет 5 дней;

Продолжительность работ по протаскиванию дюкера 1 день;

Продолжительность работ по демонтажу оборудования составляет 4 дня;

					Основная часть	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Работы по прокладке дюкера методом ННБ предусмотрено вести круглосуточно в 2 смены.

Таким образом, продолжительность строительства – 52 дня.

1.5 Потребность в рабочих кадрах на объекте строительства

Численность работающих на строительной площадке для выполнения работ по бурению, расширению скважины и протаскиванию трубопроводов через скважину представлена в таблице 1, при работе круглосуточно.

Таблица 1 – Численность рабочих на строительной площадке

Наименование профессий рабочих	Численность рабочих
Начальник участка	1
Маркшейдер (телеметрист)	2
Механик	2
Инженер по растворам	2
Электромонтёр по обслуживанию буровых	2
Бурильщик	2
1 ^й помощник бурильщика ЭРБ (сварщик)	2
2 ^й помощник бурильщика ЭРБ	10
Итого:	23

Примечание: Данный перечень основных профессий работников не является обязательным и может быть изменен либо добавлен.

1.6 Потребность в основных строительных машинах на объекте строительства

Потребность в основных строительных машинах, механизмах и транспортных средствах определена в целом по объекту на основании физических объемов и эксплуатационной производительности машин и приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень машин и механизмов на объекте

№п/п	Наименование	Марка тех. характеристика	Кол.
1.	Проходческая буровая установка с комплектом вспомогательного оборудования	Drill Rig Tidril 350	1
2.	Бульдозер	240кВт	1
3.	Экскаватор	1м ³	1
4.	Автокран	Г/П не менее 25т	1
5.	Трубоукладчик	ТБ-321, Коматцу D-355	2
6.	Трубовоз	“КрАЗ”	4
7.	Насос для забора воды	КМ 50-30	1
8.	Вахтовая машина	Урал	1

Примечание: Данный перечень машин и механизмов не является обязательным и может быть изменен либо добавлен.

1.7 Геологическая характеристика

Исследования физико–механических свойств горных пород выполнены по объекту «Газопровод Юрга–Яшкино. Наружный газопровод высокого давления II категории ПК24/ПК2 до ПК28/ПК6».

Целью исследований является изучение физико–механических свойств и состава горных пород по оси газопровода на участке его подводного перехода через р.Томь для установления категории пород по буримости установкой ННБ.

С этой целью были решены следующие задачи:

					Основная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

- Изучен состав горных пород;
- Произведена разделка камня;
- Изучены прочностные свойства горных пород;
- Изучены физические свойства;
- Установлена категория горных пород по буримости.

В лабораторию для изучения физико–механических свойств горных пород.

Заказчиком было передано 6 образцов. Состав горных пород определялся визуально с использованием оптических приборов.

Прочностные свойства горных пород были изучены в испытательном центре «СТРОМТЕСТ» НИИ СМ ТГАСУ. Исследования выполнялись по методикам, изложенным в ГОСТ 21153, ГОСТ 9479-98, ГОСТ 30629-99.

Количество образцов для определения предела прочности одноосному сжатию зависело от размеров проб, которыми были присвоены лабораторные номера (1–6). В зависимости от этого количество образцов изменялось от 3 (пробы 1, 3, 4) до 4 (пробы 2,4) и 6 шт (проба 6).

Предел прочности одноосному сжатию для изученных проб колеблется в среднем от 64,53 до 93,37 МПа.

Изученные пробы представлены эффузивными породами основного состава – диабазами (пробы 1, 3, 4, 6), диабазом с прожилками кварца толщиной до 1,5см (проба №2) и жильным кварцем (проба №5).

Пробы №1, 3, 4, 6 относятся к классу магматических эффузивных пород основного состава и представлены диабазом зеленовато–серого цвета массивной текстуры, мелкокристаллической структуры, которые с поверхности покрыты гидроокислами железа в виде тонкой бурой пленки.

Проба №2 представлена магматической эффузивной породой основного состава – диабазом, который имеет зеленовато–серую окраску, массивную текстуру, тонкокристаллическую структуру и отличается и отличается от остальных проб наличием кварцевой жилки толщиной до 1,5 см.

					Основная часть	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Проба №5 представлена жильным кварцем беловато-серого цвета. Судя по форме и размерам образца, кварцевая жила имеет толщину 6 -7 см. Кварц относится к классу оксидов и имеет твердость по шкале Мооса равную 7.

В целом, пределом прочности одноосному сжатию у диабазов изменяется от 59,7 до 94,77 МПа и в среднем равен 79,29 МПа. Предел прочности одноосному сжатию жильного кварца (проба №5) изменяется от 71,4 до 80,1 МПа и в среднем составляет 75,1 МПа. Диабазы обладают высокой плотностью, которая изменяется от 2,44 до 2,64 г/см³.

Изученные в лаборатории образцы характеризуются согласно ГОСТ 25100–95 высокой прочностью. По совокупности определенных показателей физико-механических свойств горных пород (согласно главе 4 «Сборника цен на изыскательские работы»), диабазы, не затронутые процессами выветривания, относятся к 10 категории по буримости.

Данные породы обладают достаточно высокой прочностью и абразивностью. При бурении скважин методом направленного горизонтального бурения следует ожидать достаточно быстрого истирания режущих частей бурового инструмента и снижения скорости проходки скважины.

					Основная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

2 Техничко - технологическая часть

2.1 Анализ методов строительства подводного перехода

Первым, наиболее распространенным методом строительства является траншейный метод с заглублением дюкера в дно реки. Осмотр места строительства и первые данные изысканий позволили сделать вывод о том, что данный вариант неприемлем в силу следующих факторов:

Перепады высот береговых отметок и отметок дна реки достигали 48 м, при этом максимальная глубина реки по фарватеру – 18 м. Дно реки чашеобразное, берега скалистые, обрывистые. Разработка траншеи в таких условиях с колоссальным объёмом земляных и буровзрывных работ крайне осложнена еще и тем, что объект строительства находится в городской черте.

Производство земляных работ в акватории реки займёт длительный срок, а с учётом судоходной активности на реке (до 16 ед. в сутки) согласовать графики производства работ становится крайне сложным.

Большой объём земляных работ при разработке подводной траншеи и сухопутных участков. Как результат – гибель ихтиофауны в районе производства работ, нарушение естественного режима «жизни» реки, ухудшение условий обитания речных биоресурсов.

В процессе эксплуатации газопровода необходимо осуществлять периодическое водолазное обследование уложенного дюкера. В случае повреждения, всплытия или оголения трубопровода необходимо проводить ремонтные работы, а это бы составило основную часть расходов эксплуатирующей организации [3, с.115].

					Технические решения при строительстве подводного перехода в скальных горных породах					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технико-технологическая часть			Лит.	Лист	Листов
Разраб.	Грядюшко									
Руковод.	Антропова								26	124
Консульт.								ТПУ гр. 32Б4А		
Рук-ль ООП	Брусник О.В.									

Сделав соответствующие выводы, инженеры и технологи пришли к общему мнению: строительство перехода, возможно, осуществить только с применением бестраншейных методов прокладки – горизонтального направленного бурения (наклонно направленного бурения) или микротоннелирования.

Второй метод микротоннелирования в существующих условиях также имел ряд ограничений:

1. Необходимость создания целого комплекса инженерных сооружений для производства работ – стартовых и приёмных котлованов (шахт). С учётом допустимых радиусов искривления бетонного коллектора и минимальных глубин прокладки под дном пролива глубины котлованов должны составлять 35–40м.

2. Увеличивается материалоемкость строительства, так как по технологии микротоннелирования необходимо обязательное сооружение стартового и приёмного котлованов и бетонного коллектора.

3. О сооружении плавной спусковой дорожки для дюкера не могло быть и речи, если учесть глубину и предстоящие объёмы земляных и буровзрывных работ. А укладка трубы из приёмного или стартового котлована методом «последовательного наращивания» трубных секций приводит к снижению надёжности построенного объекта, так как становится невозможным провести первый этап испытаний дюкеров на площадке с ремонтом непригодных сварных стыков.

4. Усложняется процесс эксплуатации газопровода, так как необходимо периодически проверять тоннель на обводнённость и целостность, вести постоянный технический мониторинг устойчивости тоннеля.

Результаты анализа затрат на строительство двух подобных переходов методом ННБ и микротоннелирования позволили сделать вывод о том, что метод микротоннелирования является более затратным по сравнению с ННБ

при прочих равных условиях, так как в обоих методах используется дорогостоящее импортное оборудование, бентонитовые порошки и полимерные добавки, сроки строительства сопоставимы, используется высококвалифицированный персонал.

Однако для метода микротоннелирования дополнительно необходимо обязательное сооружение стартового и приёмного котлованов (со значительным объёмом земляных и буровзрывных работ в скальной породе) и бетонного коллектора. Да и вопрос эксплуатации микротоннеля под рекой остается открытым.

Единственным решением оставался метод ГНБ (ННБ), который также «задавал ряд вопросов» к технологии и организации работ, породоразрушающему инструменту, буровым растворам, срокам строительства и т.д.

2.2 Техничко-экономическое обоснование способов сооружения переходов через естественные водные преград

При определении экономической выгоды не правомерно простое сравнение ориентировочной стоимости метода горизонтально-направленного бурения с ориентировочной стоимостью траншейного метода. Технология горизонтально-направленного бурения не является дешевой. Хотя денежные, и особенно, временные затраты значительно экономятся на стадии строительства, основная экономия от применения метода лежит в долгосрочной перспективе, в чем позволяет убедиться сравнительный анализ двух методов строительства трубопроводов [4, с.58].

Траншейный метод

Горизонтально-направленное бурение

					Техничко-технологическая часть	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Объем работ, финансы, сроки

Большой объем земляных работ,
буровзрывных работ с
привлечением тяжелой техники и
рабочей силы



Один буровой комплекс и две
бригады рабочих

Значительные финансовые
затраты



Сокращение финансовых затрат
до 30%

Длительные сроки строительства



Сокращение сроков
строительства от 2 до 20 раз

Дополнительные расходы

Затраты на ликвидацию аварий и
их последствий



Риск возникновения аварийных
ситуаций минимален

Эксплуатационные расходы на
контроль и ремонт



Гарантия длительной
сохранности трубопровода
Отсутствие эксплуатационных

					Технико-технологическая часть	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

расходов

Строительство резервной нитки
трубопровода



Возможность отказа от
резервной нитки трубопровода

Экология и человек

Наносится невосполнимый
ущерб природе



Нетронутые экология и
ландшафт

Зависимость от периода
навигации
Нарушение режима движения
транспорта



Не прерывается судоходство,
движение автомобильного и ж\д
транспорта

Нарушение дна водоема
изменение движения рыб
водоема на нерест



Остается нетронутым дно
водоема
Не причиняет неудобств водным
обитателям

2.3 Технологическая часть

2.3.1 Основные решения по организации работ

Проектом предусмотрена укладка подводного перехода через реку Томь газопровода Юрга – Яшкино.

Технологические операции при строительстве подводного перехода выполняются в следующей последовательности:

- устройство строительных площадок;
- устройство амбаров-шламоприемников для строительства газопровода методом ННБ;
- монтаж бурового оборудования для бурения скважины;
- сборка, сварка, контроль стыков, гидроиспытание (I этап) рабочего трубопровода, подлежащего протаскиванию, изоляция стыков со всеми сопутствующими работами;
- бурение, расширение и калибровка скважины для прокладки газопровода;
- протаскивание газопровода;
- засыпка амбаров-шламоприемников

Контроль качества и приемку выполненных работ вести согласно ВСН 012-88, ВСН 008-88.

Проживание рабочих предусматривается в обустроенных вагончиках непосредственно на участке производства работ и в арендованных квартирах г. Юрги.

Связь между строительными подразделениями на участке работ предусмотрена мобильными системами связи типа «Моторола».

Электроснабжение бурового комплекса предусматривается осуществлять от ДЭС, входящей в состав буровой установки.

					Технико-технологическая часть	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Обеспечение строительной площадки водой для производственных нужд (гидроиспытания и приготовления бурового раствора) производится из реки Томь. Питьевая вода на стройплощадку доставляется из существующей сети водоснабжения автотранспортом ежедневно, хранится в герметичных пластиковых емкостях с соблюдением гигиенических норм [5, с.88].

Медицинское обслуживание работающих производится за счет существующих медицинских учреждений. Строительная бригада должна быть обеспечена аптечкой с первичными средствами оказания помощи, медикаментами и перевязочными материалами.

2.3.2 Подготовительные работы

Подготовительные работы включают в себя:

- оформление допускных и разрешительных документов в установленном порядке;
- сдача-приемка геодезической разбивочной основы и проведение геодезических разбивочных работ, (уточнение и закрепление на местности существующих подземных коммуникаций, геодезическая разбивка оси трассы проектируемых трубопроводов);
- отвод территории для размещения временного строительного хозяйства и зоны производства строительных работ;
- доставка строительной техники, оборудования и строительных материалов;
- организация временного строительного хозяйства, решение вопросов быта рабочих;
- сооружение временных дорог, обустройство переездов через коммуникации;

- обустройство временных площадок складирования строительных материалов, мест для размещения временных зданий и сооружений, мест базирования и ремонта строительной техники;
- устройство площадок монтажа бурового оборудования и дюзера, шламоприемников;
- организация системы связи.

2.3.3 Устройство и содержание временных подъездных дорог

Для проезда техники вдоль трассы и выполнения строительно-монтажных работ по прокладке трубопровода предусмотрено устройство временных дорог, протяженность которых обусловлена фактической необходимостью, которая уточняется непосредственно на месте производства работ и включается в площадь общей земли временно арендуемой у местных администраций для проведения СМР.

Доставка техники и материалов осуществляется по временным дорогам, а также по имеющимся грунтовым дорогам и полосам вдоль трассового проезда [5, с.94].

Ширина проезжей части временных подъездных дорог должна быть не менее 5 м. Устройство временных проездов сводится к планировке проезжей части бульдозером, с подсыпкой песком низменных участков и срезкой бугров.

2.3.4 Инженерная подготовка трассы

Приемка трассы трубопровода должна осуществляться с учетом требований:

- СНиП 3.01.03 – 84 Геодезические работы в строительстве;

– ВСН 012–88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. Части 1 и 2;

– Правила охраны магистральных газопроводов;

До начала производства земляных и укладочных работ производится приемка трассы от заказчика. Передача трассы оформляется актом в соответствии с ВСН 012-88, форма № 2.1 с приложением плана и ведомости планово–высотного обоснования.

На подводном переходе устанавливаются створные знаки закрепления трассы, которые располагаются не менее 50 м друг от друга, по два на каждом берегу. В качестве створных знаков используются вехи высотой не менее 4 метров одинакового сечения, расположенные строго вертикально.

Створные знаки устанавливаются за пределами границы земляных работ.

При сдаче трассы заказчик обязан передать подрядчику репер с указанием его отметки и привязкой его к чертежу. В случае, когда рабочий репер или несколько реперов попадают в зону сноса в силу производственной необходимости, следует произвести перенос репера в более надежное место вблизи перехода в места наименее подверженные случайным наездам механизмов, а также избегая осадочных и заболоченных грунтов.

Перед началом производства земляных работ на объекте необходимо пригласить представителя организации эксплуатирующих подземные коммуникации для определения на строительной площадке их фактического местоположения.

Осуществляется проверка и разбивка углов поворота и кривых трассы с выносом закрепляющих знаков за пределы участков работы землеройных механизмов.

2.3.5 Мероприятия по охране окружающей среды при проведении подготовительных работ

После вырубки леса и срезки кустарника производится захоронение порубочных остатков.

При планировке трассы должна быть исключена или максимально ограничена засыпка естественных водотоков всех видов, дренирующих территорию, без строительства водопропускных сооружений. Также должно быть ограничено сооружение земляных перемычек на рельефе местности, перегораживающих образующиеся впервые недели после проведения планировки эрозионные формы.

На всех без исключения пересечениях временными и подъездными дорогами, ручьями, каналами и т.п. должны быть устроены водопропускные сооружения.

Временные запруды водотоков, используемые для движения транспортных средств, должны быть ликвидированы после окончания строительства.

3 Прокладка трубопровода методом ГНБ

Работы по бурению грунтовой скважины предусмотрено выполнять установкой горизонтально-направленного бурения. Буровая установка выбирается с учетом максимальной величины расчетного тягового усилия при протаскивании трубопровода и коэффициента безопасности не менее 2.

Буровое оборудование, применяемое для ГНБ, должно обеспечить:

- проходку пилотной скважины и ее расширение в фактических грунтах;
- надежность протаскивания в скважину рабочего трубопровода.

Прокладка трубопроводов в плане методом ГНБ выполняется прямолинейно. Положение проектируемого створа и точек входа и выхода буровой колонны определены с учетом оптимального размещения бурового комплекса, удобства выполнения буровых работ и работ по монтажу рабочего трубопровода.

Общая протяженность скважины перехода: газопровод резервная нитка – 930м в плане, по упругому изгибу – 943 м.

Точки входа бурового инструмента расположены на правом берегу реки р.Томь. Угол забуривания пилотной скважины относительно горизонта принят равным 9 градусам. Точки выхода бура расположены на левом берегу р. Томь. Угол выхода бура равен 10 градусам.

Точки входа трубы в грунтовую скважину расположены на правом берегу реки, точки выхода – на левом. Угол входа трубы в грунтовую скважину составляет 9 градусов относительно горизонта, угол выхода – 10 градусов [6, с.350].

Трубопровод проложены по упругому изгибу с радиусом 750 м в соответствии с требованиями СТН 51-4-92, СТН 06-92, СТН 01-92 "Строительство подводных переходов трубопроводов бестраншейным способом" – минимально допустимый радиус упругого изгиба, обеспечивающий прокладку трубопровода без опасных напряжений в стенках трубы, должен быть не менее $R > 750 D$.

Минимальная величина заглубления от естественных отметок дна до верхней образующей трубы составляет не менее 6 м.

Монтаж дюкера для подводного перехода вести на правом берегу реки.

3.1 Технологическая последовательность выполняемых операций

Технологический комплекс выполняемых операций по укладке трубопровода методом наклонно–направленного бурения предусматривает выполнение следующих видов работ:

- устройство основания под буровую установку;
- монтаж буровой установки для прокладки;
- монтаж вспомогательного технологического оборудования;
- сварка трубопровода;
- контроль качества сварных стыков;
- гидравлическое испытание рабочего трубопровода на площадке (I этап);
- нанесение изоляции на сварные стыки (труба в заводской изоляции) и контроль сплошности изоляционного покрытия;
- устройство основания под направляющие опоры спусковой (стапельной) дорожки, установка направляющих опор и укладка на них газопровода;
- бурение пилотной скважины;

- расширение пилотной скважины;
- калибровка скважины;
- протаскивание в грунтовую скважину рабочего трубопровода;
- испытание уложенного в грунтовую скважину трубопровода (II этап);
- демонтаж технологического оборудования;
- переработка и вывоз отработанного бурового раствора.

Размещение и монтаж основного бурового и вспомогательного технологического оборудования на строительных площадках должны осуществляться по месту, согласно проекта.

Буровую установку установить на подготовленное основание. Для обеспечения устойчивости и во избежание перекосов фундамент буровой установки заякорить инвентарными анкерными устройствами от сдвига и опрокидывания в процессе бурения и расширения скважины и протаскивания трубопровода [6, с.248].

Подготовка и испытание дюкера на монтажной площадке должны быть завершены до окончания бурения пилотной скважины, и к окончанию расширения скважины дюкер должен быть уложен на опоры спускового стапеля.

3.2 Обоснование выбора буровой установки

Анализ представленных исходных данных, предварительных результатов расчетов силовых характеристик проходки скважины и физико–механических свойств горных пород показал, что для выполнения работ по строительству перехода может быть принят комплекс бурового оборудования TiDrill 350.

3.3 Устройство шламоприемников

					Технико-технологическая часть	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для исключения загрязнения береговых участков реки при производстве буровых работ необходимо на правом и левом берегах устроить шламоприемники для сбора отработанного бентонитового раствора.

От входного и выходного прямков в шламоприемники выкопать отводящие траншеи для отвода бентонитового раствора.

Шламоприемники для сбора отработанного бентонитового раствора, представляют собой земляные амбары, стенки и дно шламоприемников необходимо выложить полиэтиленовой пленкой для исключения фильтрации бентонитового раствора в грунт и защиты почвы от загрязнения. Края пленки необходимо закрепить грунтом.

Шламоприемники разрабатываются бульдозерами и экскаваторами.

Выполнять работы подготовительного периода следует в соответствии с требованиями ВСН 010-88, ВСН 31-81, СНиП 12-03-2001.

3.4 Система ориентирования

В процессе производства работ на данном объекте будет использоваться система ориентации «Tensor», которой укомплектован буровой комплекс.

Фактическая траектория направляющей скважины контролируется во время бурения путем периодического измерения угла наклона и азимута, которыми определяется положение забойного инструмента. Соответствующие измерения производятся прибором, обычно именуемым зондом, встроенным в управляемую буровую трубу.

Данные измерений выполненных с помощью измерительного зонда, передаются на поверхность по кабелю, проходящему внутри колонны бурильных труб. Эти показания в совокупности с данными замеров

					Технико-технологическая часть	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

интервалов, пробуренных после каждого предыдущего измерения, используются для расчета горизонтальных и вертикальных координат точек вдоль оси направляющей скважины относительно начальной (устьевой) точки поверхности. Результаты измерения азимута, определяемого относительно силовых линий магнитного поля Земли, чувствительны к помехам, производимым действием забойного инструмента, бурильной колонны и магнитных полей соседних сооружений. По этой причине зонд устанавливается в немагнитной управляемой буровой трубе и размещается таким образом, чтобы была обеспечена его достаточная изоляция от забойного инструмента и бурильной колонны.

Для обеспечения проектного продольного профиля скважины с выходом буровой головки в заданную точку в составе бурового комплекса имеется система ориентирования буровой головки. Система ориентирования состоит из следующих элементов:

- зонд с датчиком, расположенный внутри немагнитной буровой трубы, сразу же за гидромониторной головкой (при бурении 3-х шарошечным долотом зонд расположен за гидравлическим забойным двигателем)
- кабель связи расположенный внутри буровых труб и наращиваемый по мере прохождения пилотной скважины;
- компьютер, установленный в станции управления

На экран компьютера выводятся следующие параметры:

- Пробуренная длина скважины.
- Горизонтальная длина.
- Горизонтальное отклонение буровой головки от проектного створа.
- Глубина расположения буровой головки от уровня установки компьютера.
- Вертикальное отклонение буровой головки от теоретического профиля.

Таким образом, за положением буровой головки ведется постоянный контроль, и оператор буровой установки имеет возможность в любой момент откорректировать намечающиеся отклонения.

Допустимые отклонения места выхода скважины на дневную поверхность от проектного створа не должна превышать площади равной $3 \times 3 \text{ м}$.

При отклонении места выхода скважины свыше допустимых величин составляется акт её приемки, подписанный комиссией, с указанием её фактического положения.

3.5 Бурение пилотной скважины

Пилотная скважина прокладывается по упругому изгибу и состоит из двух прямолинейных и одного криволинейного участка. Криволинейность участка обеспечивается за счет угла поворота в вертикальной плоскости.

Величины углов забуривания и выхода бура см. выше.

Для прохождения буровой колонны по заданной траектории буровая установка должна быть снабжена системой ориентации, которая позволяет контролировать направление бурения и управлять положением бурового наконечника в плане и профиле [7, 132].

Исходя из зарубежного опыта строительства подводных переходов бестраншейным способом, бурение пилотной скважины обязательно производить с применением системы «Tru-Tracker Coil Layout» фирмы «Тензор». Применение магнитного контура обеспечит выполнение следующих требований проекта:

– отклонение бурового инструмента в вертикальной плоскости от заданной траектории скважины должно быть нулевым;

					Технико-технологическая часть	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– отклонение бурового инструмента в плане должно быть не более 3,0 м.

Скорости, режимы бурения и рецептура бурового раствора разрабатываются на стадии ППР в соответствии с технологией подрядной организации.

Тип забойного инструмента определяется в ППР и может быть заменен в процессе производства работ, в зависимости от фактических условий.

Первый этап бурения горизонтально-направленной скважины заканчивается выходом буровой колонны на противоположном берегу водной преграды.

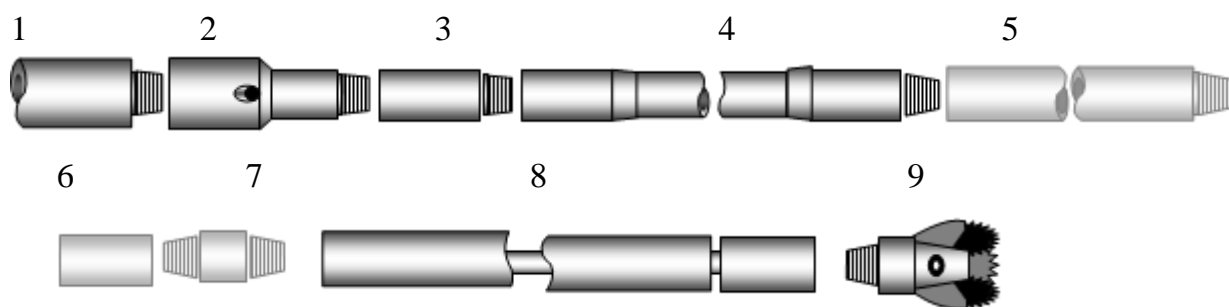


Рисунок 1 – Конструкция бурильной колонны для бурения пилотной скважины

Таблица 2 – Компонировка низа бурильной колонны (КНБК) для бурения пилотной скважины

№	Элемент компоновки	Техническая характеристика		Суммарная длина КНБК, м
		наружный диаметр, мм	длина, м	
1	2	3	4	5
1	Шпиндель бурового станка	172	0,6	27,89
2	Перепускной переводник с боковым входом под кабель	172	0,4	
3	Рабочий переводник	172	0,3	
4	Бурильная труба	172(168)	9,5	
5	Немагнитная УБТ	172	8,5	

Продолжение таблицы 2

6	Немагнитный переводник с навигационным зондом	169,5	0,66	
7	Немагнитный перепускной переводник	172	0.3	
8	ДРУ2-172РС	172	7.3	
9	Трехшарошечное долото	215,9	0,33	

3.6 Расширение

По окончании бурения пилотной скважины необходимо выполнить ее расширение на величину, достаточную для протаскивания трубопровода. Диаметр расширителя должен не менее чем на 25% превышать диаметр протаскиваемого трубопровода.

Процесс расширения должен проводиться непрерывно с кратковременными остановками для снятия буровой трубы на буровой установке. При этом снимаемые в процессе работы буровые трубы, необходимо перевозить на противоположную монтажную площадку и навинчивать на хвостовую часть расширителя. Демонтаж буровой трубы на буровой производится штатным краном-манипулятором буровой установки, а навинчивание с помощью трубоукладчика или автомобиля оборудованного краном–манипулятором.

Расширение пилотной скважины производится в направлении, к буровой установке, путем протаскивания расширителей диаметром до 800 мм, и калибратора диаметром 800 мм (выбор диаметра калибратора определяется в процессе выполнения работ ННБ) перед протаскиванием дюкера. При расширении скважины следует учитывать неблагоприятные грунтовые условия и протяженность перехода. Если в процессе прохода расширителя, на отдельных участках, будут значительно увеличиваться тяговые усилия и вращающий момент следует протаскивать его два раза.

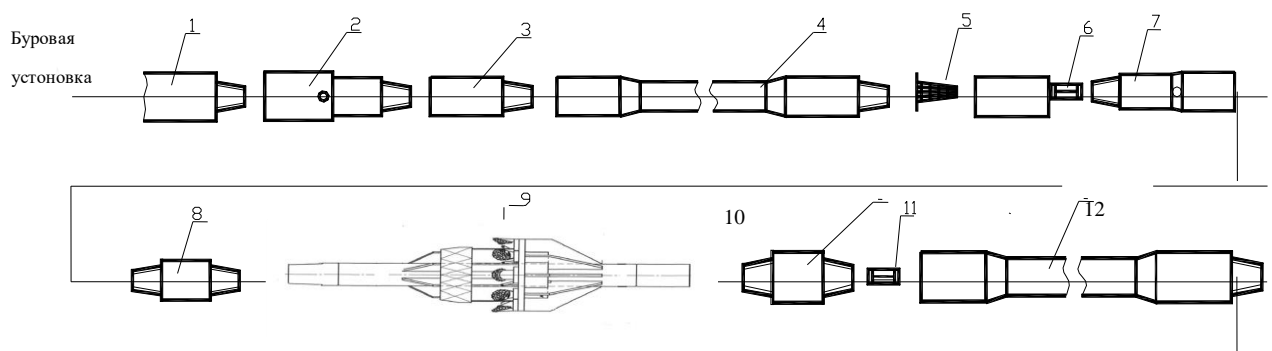


Рисунок 2 – Конструкция бурильной колонны для расширения скважины способом «на себя» (обратное расширение)

Таблица 3 – Компоновка для расширения скважины

1. Буровой шпindelь	9. Расширитель шарошечный 330,500,800 мм
2. Спецпереводник	10. Переводник двухнипельный Д=176 мм, L=0,315 м
3. Рабочий переводник	11. Обратный клапан
4. Бурильные трубы	12. Бурильные трубы
5. Сетчатый фильтр	
6. Переводник обратного клапана	
7. Переводник смачивающий Д=180/190 мм, L=1,062 м	
8. Переводник двухнипельный Д=176 мм, L=0,315 м	

Окончательное решение по выбору схемы расширения, применяемых расширителей по диаметру, их количеству и последовательности протаскивания может корректироваться в процессе выполнения работ по ННБ. Скважина считается подготовленной к протягиванию трубопровода после достижения проектного значения ее диаметра и длины. При расширении используется расширитель бочкового типа с

породоразрушающими наконечниками из твердосплавных материалов, которые равномерно распределены по цилиндрическим и лобовым поверхностям расширителя. Для укрепления свода скважины и проверки проходного сечения перед протаскиванием дюкера необходимо выполнить предварительный проход бочкообразного расширителя (калибратора).

3.7 Калибровка скважины

С целью дополнительной очистки скважины от разбуриваемой породы, а также для формирования на стенках скважины фильтрационной корки, имеющей низкий коэффициент трения, и проверки проходного сечения перед протаскиванием дюкера, необходимо выполнить предварительный проход скважины цилиндрическим калибратором диаметром 400мм

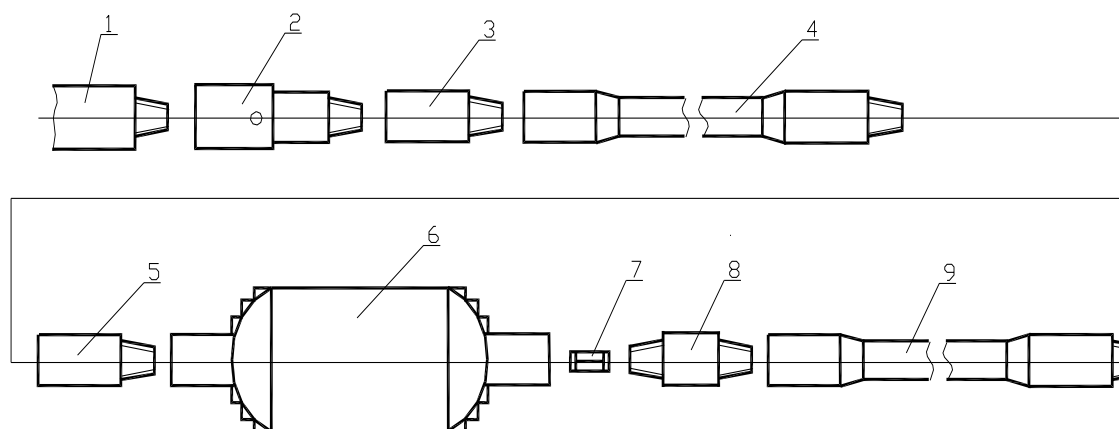


Рисунок 3 – Конструкция бурильной колонны для калибровки скважины

Таблица 4 – Компановка для калибровки скважины

1. Буровой шпиндель	6.Калибратор 800 мм
2.Спецпереводник	7. Обратный клапан
3. Рабочий переводник	8.Переводник

Продолжение таблицы 4

4. Бурильные трубы	9. Бурильные трубы
5. Переводник $D=176$ мм, $L=0,315$ м	

3.8 Протаскивание трубопровода

Конструкция бурильной колонны для протаскивания трубопровода:

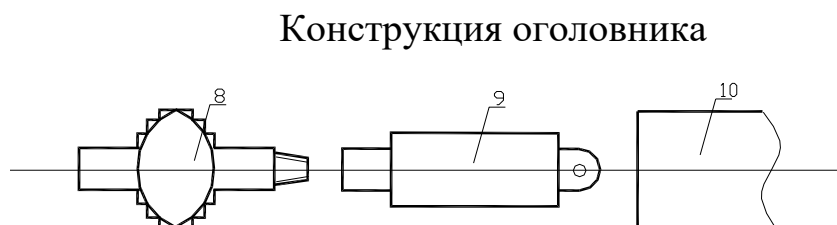
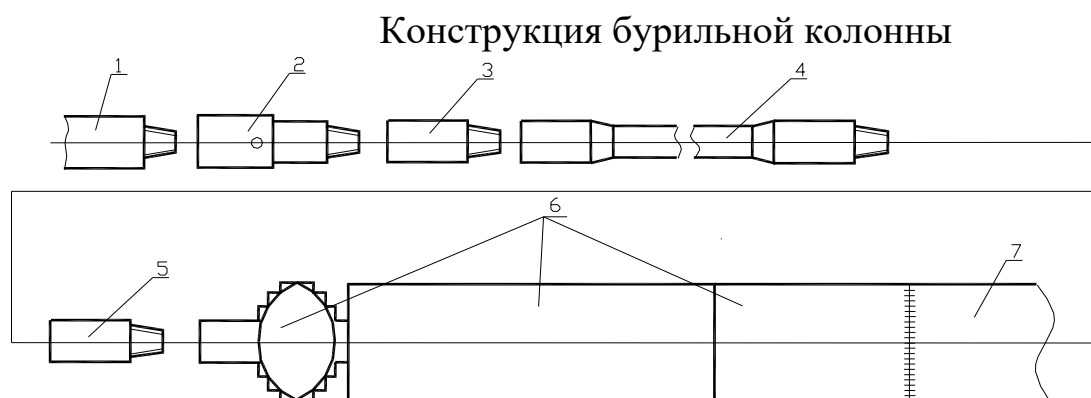


Рисунок 4 – Конструкция бурильной колонны и оголовника

Таблица 5 – Компановка для протаскивания трубопровода

1. Буровой шпindelь	6. Шарнирный оголовник в сборке с вертлюгом
2. Спецпереводник	7. Трубопровод
3. Рабочий переводник	8. Режущая кромка

Продолжение таблицы 5

4. Бурильные трубы	9. Вертлюг
5. Переводник $D=176$ мм, $L=0,315$ м	10. Шарнирный оголовник

К моменту протаскивания трубопровода должны быть выполнены следующие работы:

- проведено гидравлическое испытание трубопровода на монтажной площадке (I этап);
- нанесены термоусаживающиеся манжеты на кольцевые сварные стыки;
- рабочий трубопровод уложен на роликовые опоры;
- площадка № 2 (в точке входа трубы в скважину) спланирована.

Непосредственно к дюкеру необходимо приварить оголовок из комплекта оборудования ННБ, содержащий шарнирное соединение (вертлюг). Для протаскивания трубопровода следует использовать роликовые опоры и трубоукладчики.

Трубопровод уложить на роликовые опоры соосно пробуренной скважине. Расстояние между опорами определено, исходя из максимальной грузоподъемности опор. Схема расстановки опор при протаскивании трубопровода в грунтовую скважину выполнена согласно проекта.

Укладку трубопровода на направляющие опоры выполнять трубоукладчиками, используя мягкие полотенца, с соблюдением всех правил, обеспечивающих сохранность труб и изоляции. Роликовые опоры и стрелы трубоукладчиков должны быть отрегулированы по высоте так, чтобы радиус кривизны спускового пути не превысил допустимый радиус упругого изгиба трубопровода и обеспечивал требуемый угол входа трубопровода в устье скважины при протаскивании.

Высота роликовых опор на 1-ом (начальном) участке трубопровода, на входе в скважину, выбрана таким образом, что вход трубопровода в грунт происходит с наименьшим сопротивлением и под заданным углом. При протаскивании необходимо выдерживать допустимый радиус кривизны трубопровода. Заданный вертикальный угол входа трубопровода в скважину достигается за счет высоты подъема трубопровода трубоукладчиками. В процессе протаскивания для сопровождения трубопровода в скважину необходимо использовать трубоукладчики с троллейными подвесками для поддержания начального участка трубопровода, придания трубопроводу заданной кривизны и для обеспечения движения в процессе протаскивания, 1 трубоукладчик используется для поддержания «хвоста» трубопровода.

Роликовые опоры и трубоукладчики должны быть расположены строго в створе буровой скважины.

К переднему концу рабочей плети приваривается оголовок дюкера, воспринимающий тяговое усилие. Головная часть трубопровода перед протаскиванием должна быть установлена в створе перехода таким образом, чтобы был обеспечен угол ее входа в скважину, равный углу выхода пилотной скважины. Для обеспечения этого условия в створе перехода плеть трубопровода поддерживают под заданным углом на троллейных подвесках с обрезиненными роликами с помощью трубоукладчиков.

Протаскивание трубопровода осуществляется втягиванием колонны буровых труб «на себя», до выхода оголовка трубопровода на поверхность в точке забуривания у буровой установки.

При протаскивании необходимо соблюдать правила обеспечивающие сохранность трубы и изоляции. Проводить постоянный обход дюкера, с целью контроля перемещения трубы по роликовым опорам.

При протаскивании трубопровода, для снижения тяговых усилий, за счет уменьшения силы трения между трубопроводом и стенками скважины рекомендуется применение смазывающей добавки.

Непосредственно перед протаскиванием, в точке выхода скважины отрывается приямок для входа трубопровода размером 4х20х0-2 м, необходимый для обеспечения трубопроводу задаваемого радиуса изгиба и снижению высоты максимального его подъема трубоукладчиками.

					Технико-технологическая часть	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4 Расчётная часть

4.1 Расчет газопровода на прочность и пластические деформации

4.1.1 Исходные данные

Расчет газопровода диаметром 530 мм;

$\delta_5 = 0.2$ - относительное удлинение при разрыве, %;

Категория I – категория участка трубопровода;

m – коэффициент условий работы трубопровода $m=0.75$;

1.34 – коэффициент надежности по материалу принимаем по таблице 9 СНиП 2.05.06-85*;

– коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимаемый по таблице 11 СНиП 2.05.06-85*;

– коэффициент надежности по материалу, принимаемый по таблице 10 СНиП 2.05.06-85*;

Δ – **Error! Bookmark not defined.** принятый минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода $r = 750$ м.

4.1.2 Определение толщины стенки газопровода

Расчетное сопротивление растяжению (сжатию) металла трубы определяется по формуле:

$$AR1 = m * Rn1 / k1 * kn = 0.75 * 550 / 1.34 * 1 = 307.84, \text{ МПа} \quad (1)$$

					Технические решения при строительстве подводного перехода в скальных горных породах					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Расчетная часть			Лит.	Лист	Листов
Разраб.	Грядюшко									
Руковод.	Антропова								49	124
Консульт.								ТПУ гр. 32Б4А		
Рук-ль ООП	Брусник О.В.									

Расчетное сопротивление растяжению (сжатию) металла трубы определяется по формуле:

$$\text{Error!} \quad (2)$$

Расчетная толщина стенки трубопровода определяется по формуле:

$$\delta = \text{Error!} \quad (3)$$

$p = 5,4$ МПа – расчетное рабочее (нормативное) давление;

$n = 1.1$ – коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по таблице 13* СНиП 2.05.06-85*;

53см – наружный диаметр трубопровода.

Принимаем предварительное значение толщины стенки $\delta = 1.2$ см.

Внутренний диаметр трубопровода равен:

$$D_{BH} = D_H - 2 * \delta = 53 - 2 * 1.2 = 50,6 \text{ см} \quad (4)$$

4.1.3 Определение переменных параметров - модуля Юнга и коэффициента Пуассона

Промежуточное значение продольного осевого напряжения от расчетных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{пр.N} = -\alpha * E_0 * \Delta \text{Error! Bookmark not defined.} \quad (5)$$

$$\sigma \text{Error!}$$

Δ – расчетный температурный перепад, °С;

$\mu_0 = 0.3$ – коэффициент Пуассона упругой стадии работы металла, принятый по таблице 12 СНиП 2.05.06-85*;

					Расчетная часть	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$E_0 = 206000$ МПа – модуль упругости материала трубы, принятый по таблице 12 СНиП 2.05.06-85*;

$\alpha = 0.000012$, град⁻¹ - коэффициент линейного расширения .

Кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления определены по формуле:

$$\sigma_{\text{Error!}} \quad (6)$$

Интенсивность напряжений определена по формуле:

$$\sigma_i = \sqrt{\sigma_{\text{кц}}^2 + \sigma_{\text{пр}}^2} = \sqrt{125.23^2 + 61.31^2} = 138.68$$

Значение деформаций определено по нормированной диаграмме растяжения и составляет:

$$\varepsilon = 0.0008$$

Интенсивность деформаций от интенсивности напряжений определено по формуле:

$$\varepsilon_{\text{Error!}} \quad (8)$$

Переменный параметр упругости (модуль Юнга) определяется для i-того приближения по формуле:

$$\text{Error!} \quad (9)$$

Переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона):

$$\mu_{\text{Error!}} \quad (10)$$

					Расчетная часть	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Материал трубопровода работает в упругой области.

Принимаем для дальнейших расчетов следующие значения:

$$\mu = 0.3 ;$$

$$E = 206000 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{\text{пр.}N} = -61.31 \text{ МПа}; \quad (11)$$

4.1.4 Проверка трубопровода на прочность

Расчетная толщина стенки с учетом влияния осевых сжимающих напряжений равна:

$$\delta = \text{Error!} \quad (12)$$

$$\delta = \text{Error!}$$

Принимаем значение толщины стенки $\delta = 1.2 \text{ см}$.

Проверка трубопровода на прочность производится по условию:

$$|\sigma_{\text{пр.}N}| \leq \psi_2 R_1 \quad \text{где:} \quad (13)$$

ψ_2 -коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, определяемый по формуле:

$$\psi \text{Error!} \quad (14)$$

$$\psi \text{Error!}$$

Максимальное значение отрицательного температурного перепада:

					Расчетная часть	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\Delta \tau = P - 0.25 \cdot v \cdot \pi \cdot \Delta \cdot \left\{ \frac{E}{307.84 - 0.25 \cdot 1.1 \cdot 5.4 \cdot 50.6 \cdot 1.2 \cdot 0.000012} \right\} \cdot 206000 = 99.2 \quad (15)$$

Максимальное значение положительного температурного перепада:

$$\Delta \quad \text{Error!} \quad (16)$$

Условие прочности выполняется:

$$|\sigma_{пр.N}| \leq \psi \cdot 2R_1 \quad (17)$$

$$61.31 < 0.7325 \cdot 307,84$$

$$61.31 < 225,49$$

4.1.5 Проверка трубопровода на недопустимые пластические деформации

Кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления определяются по формуле:

$$\sigma \quad \text{Error!} \quad (18)$$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб:

$$\psi \quad \text{Error!} \quad (19)$$

$$\psi \quad \text{Error!}$$

Минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода:

$$\rho \quad \text{Error!} \quad (20)$$

					Расчетная часть	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Принимаем для дальнейших расчетов минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода $\rho=750$.

Максимальные суммарные продольные напряжения растяжения от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{\text{Error!}} \quad (21)$$

$$\sigma_{\text{Error!}}$$

Максимальные суммарные продольные напряжения сжатия от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{\text{Error!}} \quad (22)$$

$$\text{Error!}$$

Проверка по формуле (29) СНиП 2.05.06-85*

$$\sigma(+)\text{пр.н} = 8.06 \text{ МПа} \text{Error!} \quad (23)$$

$$\sigma(-)\text{пр.н} = |-137.51| \text{ МПа} \text{Error!} \quad (24)$$

Проверка по формуле (30) СНиП 2.05.06-85*

$$\sigma_{\text{Error!}} \quad (25)$$

$$113,85 < 316,67$$

Условия проверки на предотвращение недопустимых пластических деформаций выполняется.

4.1.6 Расчет тягового усилия протаскивания дюкера

Расчет тяговых усилий выполнен в соответствии с "Методическим пособием по определению напряженно – деформативного состояния трубопровода при строительстве подводных переходов нефтепроводов методом наклонно-направленного бурения" [8, с.128].

4.1.7 Исходные данные

Таблица 6 – Исходные данные

Наименование	Обозначение	Величина
Геометрические параметры скважины		
Угол входа трубы, град.	$\alpha_{\text{вх}}$	13.0°
Угол выход трубы, град.	$\alpha_{\text{вых}}$	-7.0°
Радиус кривизны профиля, м	R	750
Длина скважины по оси, м	$L_{\text{СКВ}}$	930,4
Длина участков		
1. прямолинейный (на входе), м	L_1	233.07
2. криволинейный, м	L_2	65.27
3. прямолинейный, м	L_3	152.31
4. криволинейный, м	L_4	169.12
5. прямолинейный (на выходе), м	L_5	310.63

Продолжение таблицы 6

Балластировка трубопровода		
Частичное (полное, пуст.) заполнение водой полости трубы, м ³		105
Характеристики трубопровода		
Наружный диаметр, м	D_m	0.530
Внутренний диаметр, м	d_m	0.506
Толщина стенки, м	δ_m	0.012
Модуль Юнга, Мпа	E_m	206000
Плотность материала труб, кг/м ³	ρ_m	7850
Предел прочности стали, Мпа	R_1	
Предел текучести стали, Мпа	R_2	380
Толщина изоляции, м	$\delta_{и}$	0.0025
Плотность материала изоляции, кг/м ³	$\rho_{и}$	1000
Плотность воды, кг/м ³	ρ_v	1000
Коэффициент, учитывающий усиление шва	k	1,01
Дополнительные данные		

Коэффициент трения трубопровода в скважине	f	1.0
---	---	-----

Продолжение таблицы 6

Плотность бурового раствора, кг/м ³	$\rho_{бр}$	1200
Динамическое напряжение сдвига бурового раствора, Па	τ_0	00
Ускорение свободного падения, м / сек ²	g	9,81

4.1.8 Расчет весовых характеристик трубопровода

Внутренний диаметр трубопровода:

$$d_m = D_m - 2 * \delta_m = 0.530 - 2 * 0.012 = 0.506 \text{ м} \quad (26)$$

Вес единицы длины трубопровода:

$$g_m = 0,25 * \pi * (D_m^2 - d_m^2) * \rho_m * g * k =$$

$$0.25 * 3.1416 * (0.530^2 - 0.506^2) * 7850 * 9.81 * 1.01 = 1518.8746 \text{ Н/м} \quad (27)$$

Диаметр трубопровода с изоляцией:

$$D_{и} = D_m + 2 * \delta_{и} = 0.530 + 2 * 0.0025 = 0.5350 \text{ м} \quad (28)$$

Вес изоляции на единицу длины:

$$g_{и} = 0,25 * \pi * (D_{и}^2 - D_m^2) * \rho_{и} * g =$$

$$0.25 * 3.1416 * (0.5350^2 - 0.530^2) * 1000 * 9.81 = 41.0279 \text{ Н/м} \quad (29)$$

Вес трубопровода с изоляцией:

$$g_{\text{пи}} = g_{\text{м}} + g_{\text{и}} = 1518.8746 + 41.0279 = 1559.9026 \text{ Н/м} \quad (30)$$

Вес воды в трубопроводе при заполнении водой:

$$g_{\text{в}} = 0,25 * \pi * d_{\text{м}}^2 * \rho_{\text{в}} * g = 0.25 * 3.1416 * 0.506^2 * 1000 * 9.81 = 1972.6995 \text{ Н/м} \quad (31)$$

Вес воды в трубопроводе при частичном заполнении водой в точке x:

$$g_{\text{вч}}(x) = g_{\text{в}} * S_{\text{ч}}(x) \text{ Н/м, где} \quad (32)$$

$S_{\text{ч}}(x)$ – процент заполнения водой трубопровода в точке x

Выталкивающая сила, действующая на трубопровод в буровом растворе:

$$g_{\text{н}} = 0,25 * \pi * d_{\text{пи}}^2 * \rho_{\text{бр}} * g = 0.25 * 3.1416 * 0.5350^2 * 1200 * 9.81 = 2646.3587$$

$$\text{Н/м} \quad (33)$$

Вес единицы длины трубопровода, заполненного водой и находящегося в буровом растворе:

$$g_0 = g_{\text{пи}} + g_{\text{в}} - g_{\text{н}} = 1559.9026 + 1972.6995 - 2646.3587 = 886.2434$$

$$\text{Н/м} \quad (34)$$

Вес единицы длины трубопровода в точке x, частично заполненного водой и находящегося в буровом растворе:

$$g_{\text{ч}}(x) = g_{\text{пи}} + g_{\text{вч}}(x) - g_{\text{н}} \quad (35)$$

Вес единицы длины пустого трубопровода находящегося в буровом растворе:

$$g_{0\text{п}} = g_{\text{пи}} + g_{\text{в}} - g_{\text{н}} = 1559.9026 - 2646.3587 = -1086.4562 \text{ Н/м} \quad (36)$$

4.1.9 Расчет тягового усилия протаскивания дюкера при частичном заполнении водой

Усилие определено для конечного момента протягивания дюкера, т.е. когда весь трубопровод находится в скважине, а колонна буровых труб на берегу, усилие сопротивления движения расширителю равно нулю [8, с.148].

Сила сопротивления перемещению трубопровода в вязко-пластичном буровом растворе на единицу длины определена по формуле:

$$\tau = \pi * D_{\text{н}} * \tau_0 = 3.1416 * 0.5350 * 100 = 168.08 \text{ Н/м}; \quad (37)$$

Первый расчетный участок профиля представляет собой участок входа трубопровода в скважину.

Длина первого расчетного участка определена по продольному профилю трубопровода,

$$L_1 = 233.07 \text{ м}$$

$$\alpha_{\text{вх}} = 5.0^\circ$$

$$\sin \alpha_{\text{вх}} = 0.086997$$

$$\cos \alpha_{\text{вх}} = 0.996209$$

Усилие на прямолинейном участке (интеграл вычисляется численным методом):

$$T_1 = \int_{L_1} (f * |g_{\text{ч}}(x)| * \cos \alpha_{\text{вх}} - g_{\text{ч}}(x) * \sin \alpha_{\text{вх}} + \tau) dx = 223422.3 \text{ Н}; \quad (38)$$

Второй расчетный участок профиля представляет собой криволинейный участок профиля с радиусом искривления $R = 750 \text{ м}$.

Начальные угловые параметры:

$$\alpha_{\text{вх}} = 5.0^\circ$$

$$\sin \alpha_{\text{вх}} = 0.086997$$

$$\cos \alpha_{\text{вх}} = 0.996209$$

Конечные угловые параметры:

					Расчетная часть	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\alpha_d = 0.0^\circ$$

$$\sin \alpha_d = 0.000000$$

$$\cos \alpha_d = 1.000000$$

$$L_2 = 65.27 \text{ м}$$

Усилие на криволинейном участке находится по итерационной формуле (с шагом 1м).

Величина F в точке x считается по формуле:

$$F(x) = f * \text{sign}\left(-\frac{T_2(x-1)}{R} + g_q(x) * \cos \alpha(x)\right) \quad (39)$$

Другие параметры:

$$A(x) = e^{F(x) * (\alpha(x) - \alpha(x-1))}; \quad (40)$$

$$G(x) = \frac{R * g_q(x)}{(f^2 + 1)} H \quad (41)$$

Усилие в точке x:

$$T_2(0) = T_1; \quad (42)$$

$$T_2(x) = T_2(x-1) * A(x) + ((1 - f^2) * (A(x) * \cos \alpha(x)) + 2 * F(x) * (A(x) * \sin \alpha(x) - \sin \alpha(x-1))) * G(x) + \frac{R * \tau * (1 - A(x))}{F(x)}$$

Усилие на всем криволинейном участке:

$$T_2 = T_2(L_2) = T_2(65.27) = 267165.5 \quad (43)$$

Третий расчетный участок представляет собой прямолинейный участок:

$$L_3 = 152,31 \text{ м}$$

$$\alpha_d = 0.0^\circ$$

$$\sin \alpha_d = 0.000000$$

					Расчетная часть	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\cos \alpha_d = 1.000000$$

Усилие на прямолинейном участке (интеграл вычисляется численным методом):

$$T_3 = T_2 + \int_{L_3} (f * |g_q(x)| * \cos \alpha_d - g_q(x) * \sin \alpha_d + \tau) dx = 423962.4 \text{ Н} \quad (44)$$

Четвертый расчетный участок профиля представляет собой криволинейный участок профиля с радиусом искривления $R = 750 \text{ м}$.

Начальные угловые параметры:

$$\alpha_d = 0.0^\circ$$

$$\sin \alpha_d = 0.000000$$

$$\cos \alpha_d = 1.000000$$

Конечные угловые параметры:

$$\alpha_{\text{ВЫХ}} = -13.0^\circ$$

$$\sin \alpha_{\text{ВЫХ}} = -0.224996$$

$$\cos \alpha_{\text{ВЫХ}} = 0.974360$$

$$L_4 = 169.12 \text{ м}$$

Усилие на криволинейном участке находится по итерационной формуле (с шагом 1м).

Величина F в точке x считается по формуле:

$$F(x) = f * \text{sign} \left(-\frac{T_4(x-1)}{R} + g_q(x) * \cos \alpha(x) \right) \quad (45)$$

Другие параметры:

$$A(x) = e^{F(x) * (\alpha(x) - \alpha(x-1))}; \quad (46)$$

$$G(x) = \frac{R * g_q(x)}{(f^2 + 1)} \text{ Н} \quad (47)$$

Усилие в точке x :

$$T_4(0) = T_3; \quad (48)$$

					Расчетная часть	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$T_4(x) = T_4(x-1) * A(x) + ((1-f^2) * (A(x) * \cos \alpha(x)) + 2 * F(x) * (A(x) * \sin \alpha(x) - \sin \alpha(x-1))) * G(x) + \frac{R * \tau * (1 - A(x))}{F(x)}$$

Усилие на всем криволинейном участке:

$$T_4 = T_4(L_4) = T_4(169.12) = 585360.3 \quad (49)$$

Пятый расчетный участок представляет собой прямолинейный участок:

$$L_5 = 151.16 \text{ м}$$

$$\alpha_{\text{ВЫХ}} = -13.0^\circ$$

$$\sin \alpha_{\text{ВЫХ}} = -0.224996$$

$$\cos \alpha_{\text{ВЫХ}} = 0.974360$$

Усилие на прямолинейном участке (интеграл вычисляется численным методом):

$$T_5 = T_4 + \int_{L_5} (f * |g_q(x)| * \cos \alpha_{\text{ВЫХ}} - g_q(x) * \sin \alpha_{\text{ВЫХ}} + \tau) dx = 962226.6 \text{ Н} = 962 \text{ кН}; \quad (50)$$

Максимальное тяговое усилие протаскивания дюкера при оптимальном заполнении трубопровода водой с учетом, того, что скважины в точности соответствует проектному профилю, без азимутных отклонений составляет – 962226.6 Н (962кН).

Усилие буровой установки должно обеспечивать тяговое усилие с коэффициентом запаса – 2.

4.1.10 Проверка трубопровода на пластические деформации в процессе протаскивания

Проверка осуществляется для тягового усилия обеспечиваемого буровой установкой,

$$T_{\text{б.у.}} = T_5 * 2 = 962 * 2 = 1924 \text{ к} \quad (51)$$

					Расчетная часть	Лист 63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Расчет площади сечения трубопровода:

$$S = 0.25 * \pi * (D_m^2 - d_m^2) = 0.25 * 3.1416 * (0.530^2 - 0.506^2) = 0.01953 \text{ м}^2; \quad (52)$$

Суммарное напряжение в

$$\sum \sigma = \sigma_p + \sigma_{из} \text{ трубопроводе} \quad (53)$$

где

σ_p – напряжение растяжения от тягового усилия, МПа;

$\sigma_{из}$ – напряжение от изгиба трубопровода в скважине, МПа;

Напряжение растяжения от тягового усилия

$$\sigma_p = \frac{T_{пик}}{S} = 1924 * 10^{-3} / 0.01953 = 98,52 \text{ МПа} \quad (54)$$

Напряжение от изгиба трубопровода в скважине

$$\sigma_{из} = \text{Error!} = 206000 * 0.530 / (2 * 750) = 72.79 \text{ МПа} \quad (55)$$

Расчет суммарного напряжения:

$$\sum \sigma = 98,52 + 72.79 = 171,31 \text{ МПа}; \quad (56)$$

Условие пластичности трубопровода под воздействием нагрузок:

$$\sum \sigma \leq 0.9 * R_2; \quad (57)$$

$$171,31 < 0.9 * 380 \text{ МПа}$$

Проверка трубопровода на недопустимые пластические деформации выполняется

Расчет допустимого усилия растяжения:

$$T_{доп} = (0.8 * R_2 - \sigma_{из}) * F = (0.8 * 380 - 72.79) * 0.01953 * 1000 = 4515.18 \text{ кН} \quad (58)$$

Допустимое усилие протаскивания в несколько раз превышает усилие, которое должна развивать буровая установка.

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

5.1 Планирование НИР

В настоящее время в Российской Федерации продолжается развитие наиболее прогрессивного вида транспорта углеводородов – системы трубопроводного транспорта газа. Ввиду колоссальной протяженности газотранспортной сети на всей территории России, на пути прокладки магистральных газопроводов встречаются многочисленные водные преграды в виде: рек, озер, водохранилищ и т.д, что вызывает необходимость в сооружении большого количества подводных переходов через данные водные преграды.

Для бесперебойной и надежной работы газотранспортной системы России требуется четко отслеживать состояние трубопроводов и сопутствующих систем. Отказы магистральных трубопроводов наносят огромный экономический ущерб вследствие потерь продукта, а также нарушений непрерывного технологического процесса в промышленности. Отказы в работе и аварии на ЛЧМГ сопровождаются выбросами газа в атмосферу, загрязнением окружающей среды, пожарами и прочими отрицательными последствиями.

Естественное старение трубопроводов, осложняющие факторы в виде коррозии металла труб неминуемо приводят к повышению требований качества выполнения работ по ремонту газопроводов и грамотному подходу к выбору технологии ремонта. Данные аспекты определяют главные направления усовершенствования и ремонта систем по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций в газовой отрасли.

					Расчетная часть	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Цель работы: подробный анализ одной из технологий капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода через водную преграду методом ГНБ [9, с.15].

5.1.1 Потребители результатов исследования

Продукт (результат НИР) – определение наиболее экономичного метода ремонта подводного перехода магистрального газопровода.

Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. Для данного проекта целевым рынком являются строительные организации, специализирующиеся на проведении подводно-технических работ.

Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга). Можно применять географический, демографический, поведенческий и иные критерии сегментирования рынка потребителей, возможно применение их 75 комбинаций с использованием таких характеристик, как возраст, пол, национальность, образование, любимые занятия, стиль жизни, социальная принадлежность, профессия, уровень дохода. В зависимости от категории потребителей (коммерческие организации, физические лица) необходимо использовать соответствующие критерии сегментирования.

В данной работе сегментировать рынок услуг по технологии ремонта подводных переходов МГ можно по следующим критериям: технологическая оснащенность строительных компаний и размер водных преград, через которые проложен подводный переход (рисунок 5).

					Расчетная часть	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

		Тип водоёма					
		Ручьи	Узкие реки и небольшие озера	Широкие реки и средние озера	Крупные реки и озера	Водохранилища	Моря
Технологическая оснащённость	Высокая						
	Средняя						
	Малая						

Рисунок 5 – Карта сегментирования рынка услуг по типу водоема и технологической оснащённости компаний способных производить ремонтные работы на трубопроводах пересекающих данные водоемы

Данное научное исследование будет ориентироваться на компании средней технической оснащённости способные выполнять работы на небольших и средних по размеру водоемах.

5.1.2 SWOT–анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT–анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта [10, с.5].

Таблица 7 – Матрица SWOT

	Сильные стороны проекта: С1. Экологическая целесообразность технологии С2. Более эффективен по сравнению с другими технологиями С3. Наличие бюджетного финансирования С4. Квалифицированный персонал	Слабые стороны проекта: Сл1. Отсутствие прототипа научной разработки Сл2. Нет некоторых данных для достоверности методики
Возможности: В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ В2. Появление спроса на реализованный проект	1.Разработка нового, более эффективного метода обустройства участков трубопроводов на пересечениях с водными объектами 2.Продолжение научных исследований с целью внедрения и усовершенствования технологии	1.Разработка научного исследования 2.Приобретение необходимого программного продукта
Угрозы: У1. Введение дополнительных технических требований заказчика к модели У2. Введение дополнительных государственных требований к сертификации продукции	1.Продвижение новой технологии с целью появления спроса 2.Сертификация продукции	1.Разработка научного исследования 2.Приобретение необходимого программного продукта 3.Продвижение новой технологии с целью появления спроса 4.Сертификация продукции

5.1.3 Оценка готовности проекта к коммерциализации

На какой бы стадии жизненного цикла не находилась научная разработка полезно оценить степень ее готовности к коммерциализации и выяснить уровень собственных знаний для ее проведения (или завершения).

Для этого необходимо заполнить специальную форму, содержащую показатели о степени проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенциям разработчика научного проекта. Результаты анализа степени готовности приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1	Определен имеющийся научно-технический задел	3	3
2	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	4	3
3	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	4	4
4	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	4	3
5	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	4	3
6	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	3	4
7	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	2	2
8	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	2	4
9	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	4	3
10	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	1	3
11	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	2	2
12	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	1	2
13	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	3	3

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

14	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	3	2
15	Проработан механизм реализации научного проекта	3	4
	ИТОГО БАЛЛОВ	43	45

Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень имеющихся знаний у разработчика) определяется по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i, \quad (59)$$

где $B_{\text{сум}}$ – суммарное количество баллов по каждому направлению;

B_i – балл по i -му показателю.

Значение $B_{\text{сум}}$ позволяет говорить о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Значение степени проработанности научного проекта составило 43, что говорит о средней перспективности, а знания разработчика достаточны для успешной ее коммерциализации. Значение уровня имеющихся знаний у разработчика составило 45 – перспективность выше среднего [11, с.164].

По результатам оценки можно сказать, что в первую очередь необходимо проработать вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот. Следующими задачами будет проработка вопросов финансирования коммерциализации научной разработки и поиск команды для коммерциализации научной разработки. Что касается вопросов международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок: такие задачи на данный момент не ставятся.

5.2 Организационная структура проекта

На данном этапе работы необходимо решить следующие вопросы: кто будет входить в рабочую группу данного проекта, определить роль каждого

участника в данном проекте, а также прописать функции, выполняемые каждым из участников и их трудозатраты в проекте.

5.2.1 План проекта

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный и сетевые графики проекта. Линейный график представлен в виде таблицы 9.

Таблица 9 – Календарный план проекта

Код работы	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ
1	Введение	6	01.02.2019	06.02.2019
2	Постановка задач и целей исследования, актуальность, научная новизна	7	08.02.2019	14.02.2019
3	Обзор источников литературы	21	15.02.2019	07.03.2019
4	Экспериментальная часть	35	08.03.2019	03.04.2019
5	Анализ полученных результатов и выводы	22	04.04.2015	25.04.2019
6	Оформление пояснительной записки	20	26.04.2019	15.05.2019
Итого:		111		

Для иллюстрации календарного плана проекта приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады (таблица 10).

Таблица 10 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме.

Название	Исполнители	Тк, р.дн.	Продолжительность выполнения работ											
			февраль			март			апрель			май		
			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Введение	Бакалвр Руководитель	6	■											
Постановка задач и целей исследования, актуальность, научная новизна	Бакалвр Руководитель	7	■	■										
Обзор источников литературы	Бакалавр	21			■	■	■							
Экспериментальная часть	Бакалвр Руководитель	35				■	■	■	■	■				
Анализ полученных результатов и выводы	Бакалавр	22							■	■	■			
Оформление пояснительной записки	Бакалавр	20										■	■	■
ИТОГО:		111												

5.2.2 Бюджет научного исследования

При планировании бюджета научного исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов планируемых расходов, необходимых для его выполнения. Многие из материалов уже находились в лаборатории, поэтому в статьях отражены малые расходы. Расчет стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам.

Таблица 11 – Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научных работ»

Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, руб.	Общая стоимость оборудования, руб.
------------------------------	-------------------------------	---------------------------------------	--

Продолжение таблицы 11

Ноутбук asusGFR54-67-15	1	44900	6735 (амортизация 4 месяца)
Программное обеспечение Compas 3D 2019 Commercial	1	17037	17037
Дальномер Bosch	1	8650	1297,5 (амортизация 1 месяц)
ИТОГО:		70587	25069,5

Все необходимое оборудование было предоставлено на практике, поэтому стоимость оборудования, используемого при выполнении бакалаврской работы, должна учитываться в виде амортизационных отчислений. При расчете был использован линейный способ начисления амортизационных отчислений.

Основная заработная плата ($Z_{\text{осн}}$) находится по формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{м}} \times T_{\text{раб}} \quad (60)$$

где: $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;

$T_{\text{р}}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, месяцев;

$Z_{\text{м}}$ – месячный оклад работника, руб.

Таблица 12 – Баланс рабочего времени за 2019 год

Показатели рабочего времени	Руководитель	Бакалавр
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
- выходные дни	118	118
- праздничные дни		
Потери рабочего времени		
- отпуск	24	24
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	223	223

Месячный должностной оклад работника:

$$З_м = З_б \times k_p, \quad (61)$$

где: $З_б$ – базовый оклад, руб.;

k_p – районный коэффициент.

Основная заработная плата руководителя(от НИ ТПУ) рассчитывается на основании отраслевой оплаты труда. Отраслевая система оплаты труда в НИ ТПУ предполагает следующий состав заработной платы:

1. Оклад – определяется предприятием. В НИ ТПУ оклады распределены в соответствии с занимаемыми должностями. Базовый оклад $З_б$ определяется исходя из размеров окладов, определенных штатным расписанием предприятия.

2. Стимулирующие выплаты – устанавливаются руководителем подразделений за эффективный труд, выполнение дополнительных обязанностей и т.д.

3. Иные выплаты; районный коэффициент.

Найдем основную заработную плату за период с февраля по май 2019 года для руководителя:

$$З_м = 33157,3 \times 1,3 = 43104,49 \text{ руб.}$$

$$З_{осн} = 43104,49 \times 4 = 172417,96 \text{ руб.}$$

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 13.

Таблица 13 – Расчёт основной заработной платы с февраля по май

Исполнители	$З_б$, руб.	k_p	$З_м$, руб.	$З_{осн}$, руб.
Руководитель	33 157,3	1,3	43 104,49	172 417,96
Бакалавр	30 157	1,8	54 282,6	217 130,4
Итого:				389 548,36

Отчисления на социальные нужды включают в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \times Z_{\text{осн}}, \quad (62)$$

где: $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.), равный 27,1 % для работников научно-образовательной сферы. Коэффициент на уплату во внебюджетные фонды для работников нефте-газовой сферы – 30%.

Таблица 14 – Отчисления на социальные нужды

	Руководитель	Бакалавр
Зарплата	172 417,96 руб.	217 130,4 руб.
Отчисления на соц. нужды	46 725,27 руб.	65 139,12 руб.
Итого: 111 864,39 руб		

В процессе расчета бюджета научного исследования, планируемые затраты следует сгруппировать по статьям, представленным в таблице 15.

Таблица 15 – Бюджет научно технического исследования

Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	25 069,5 руб.
Основная заработная плата	389 548,36 руб.
Отчисления на социальные нужды	105 567,61 руб
Итого плановая себестоимость	5205,47 руб.

5.3 Оценка сравнительной эффективности исследования

Эффективность научного ресурсосберегающего проекта включает в себя социальную эффективность, экономическую и бюджетную эффективность. Показатели общественной эффективности учитывают

социально–экономические последствия осуществления инвестиционного проекта как для общества в целом, в том числе непосредственные результаты и затраты проекта, так и затраты и результаты в смежных секторах экономики, экологические, социальные и иные внеэкономические эффекты.

Чтобы определить эффективность исследования, необходимо рассчитать интегральный показатель эффективности научного исследования. Для этого определяют две средневзвешенные величины: финансовую эффективность и ресурсоэффективность.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования (таблица 16). Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Рассмотрим на примере аналога.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} \quad (63)$$

где: I_{Φ}^p - интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i-го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналогов).

Таблица 16 – Группировка затрат по статьям аналогов разработки.

	Разработка	Аналог
Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	25 069,5 руб.	32 891 руб.
Основная заработная плата	389 548,36 руб.	389 548,36 руб.
Отчисления на социальные нужды	105 567,61 руб	105 567,61 руб

Итого плановая себестоимость	520 185,47 руб.	528 006,97 руб.
------------------------------	-----------------	-----------------

Найдем значения интегрального финансового показателя для всех вариантов исполнения научного исследования:

Для нашей разработки:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_p}{\Phi_{max}} = \frac{520185,47}{528006,97} = 0,985 \quad (64)$$

Для аналога:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_p}{\Phi_{max}} = \frac{528006,97}{528006,97} = 1 \quad (65)$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки, то есть наша разработка обладает наименьшей стоимостью по сравнению с аналогами.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования определяют следующим образом:

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i b_i^a \quad I_m^p = \sum_{i=1}^n a_i b_i^p \quad (66)$$

,

где: I_m – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов;

a_i – весовой коэффициент i -го параметра;

b_i^a , b_i^p – бальная оценка i -го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Результат расчетов представлены таблице 17.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 17 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

ПО Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,35	4	4
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	4	4
3. Помехоустойчивость	0,15	4	4
4. Энергосбережение	0,2	4	4
5. Надежность	0,07	5	5
6. Материалоемкость	0,08	4	4
ИТОГО	1	4,2	4,2

Интегральный показатель эффективности разработки ($I_{финр}^p$) и аналога ($I_{финр}^a$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^p}{I_{\phi}^p} I_{финр}^a = \frac{I_m^a}{I_{\phi}^a} \quad (67)$$

Для нашей разработки:

$$I_{финр}^p = \frac{4,2}{0,98} = 4,285 \quad (68)$$

Для первого аналога:

$$I_{\text{финр}}^a = \frac{4,2}{1} = 4,2 \quad (69)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта. Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финр}}^a} \quad (70)$$

где: $\mathcal{E}_{\text{ср}}$ – сравнительная эффективность проекта;

$I_{\text{финр}}^p$ – интегральный показатель разработки;

$I_{\text{финр}}^a$ – интегральный технико-экономический показатель аналога.

Таблица 18 – Сравнительная эффективность разработки с первым аналогом

№ п/п	Показатели	Аналог	Разработка
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,985
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,2	4,2
3	Интегральный показатель эффективности	4,2	4,285
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	1,02

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволило определить, что существующий вариант решения поставленной в бакалаврской работе технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности является наиболее приемлемым [8, с.258].

5.4 Расчет экономической эффективности

Определим экономическую эффективность строительство ПП диаметром 530 мм и длиной 930 м.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Стоимость строительно-монтажных работ, материалов по строительству ППМТ определяется по формуле:

$$C_B = \left(\frac{C_{СМР} + C_{ТР} + C_{МАТ}}{1000} \right) 930 = 69750000 \text{ руб.} \quad (71)$$

где $C_B [10^6 \text{ руб/км}]$ – общая стоимость работ; $C_{СМР} = 70 \cdot 10^6 \text{ руб/км}$ – стоимость строительно-монтажных работ; $C_{ТР} = 3 \cdot 10^6 \text{ руб/км}$ – стоимость трубы; $C_{МАТ} = 2 \cdot 10^6$ – стоимость материалов.

Экономический эффект участка от внедрения прокладки дюкера методом ГНБ:

$$\mathcal{E}_y = C_B - Z_{\text{соб.зат}} = 69750000 - 10 \cdot 1427484,22 = 55475157,80 \text{ руб.} \quad (72)$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6 Контроль качества при ННБ

Присоединение каждой буровой штанги к буровой колонне во избежание возникновения аварийных ситуаций, должно сопровождаться тщательным осмотром всей поверхности буровой трубы и особенно резьбовых соединений. В результате осмотра буровой трубы, имеющие трещины и сколы на теле трубы и резьбовых соединениях, бракуются и не применяются при производстве работ по своему прямому назначению. Отбраковке также подлежат искривленные трубы и трубы с неотчетливым переходом основного тела трубы в замковую часть.

Перед началом проходки пилотной скважины проверяют направление вращения породоразрушающего инструмента. Во время проходки оператор обязан контролировать угол наклона скважины, азимут и угол положения отклонителя по соответствующему прибору. При необходимости следует производить корректировку. Показания системы навигации производят через каждые 9 метров проходки. На их основе с помощью буровых таблиц строится фактическая траектория проходки.

Усилие проходки и протаскивания рабочего трубопровода контролируется по величине давления на манометре гидросистемы подачи масла в гидроцилиндры проходческой установки. Гидравлические параметры промывочной жидкости (давление, расход) контролируются по показаниям манометров, установленных на напорных линиях.

Все технические параметры проходки заносятся в журнал буровых работ.

6.1 Программа бурового раствора

Буровой раствор должен быть приготовлен из сухого бентонита (при необходимости полимерных добавок) и воды в стандартной смесительной

					Контроль качества при ННБ	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум. №	Подпись	Дата		

установке. Компонентный состав раствора и его вязкость уточняются на стадии ППР и корректируются на месте при анализе выбуренной породы скважины.

Воду для приготовления бентонитового раствора забирать из реки Томь.

Расчет количества сухого бентонита и раствора, его компонентный состав и вязкость по технологическим операциям выполняются на стадии ППР подрядной организацией, выполняющей работы по укладке ННБ, с учетом геологического строения и свойства грунтов и химического состава воды в реке Томь, определенных и указанных в отчете об инженерно-геологических изысканиях.

Качество проводки горизонтально - направленных скважин в большой степени зависит от состава и параметров бурового раствора. Поэтому, буровой раствор, используемый при бурении, должен отвечать ряду требований (см. таблицу 19)

Таблица 19 – Технические требования к бентониту

Наименование показателей	Показатели качества
1. Плотность, кг/м ³	2500-2600
2. Влажность, %	не более 6
3. Содержание песка (абразивных частиц) %	не более 5
4. Тонина помола (проход через сито 149 мкм при сухом расसेве), %	98
5. Содержание Na ₂ CO ₃ , %	не более 2
6. Выход бурового раствора вязкостью 25с, м ³	не менее 14
7. Токсичность по ГОСТ 12. 1. 007-76	4 класс (малотоксичное вещество)

Требования к качеству воды:

– вода, используемая для приготовления бурового раствора не должна содержать механических примесей, значение pH от 8 до 8.5;

					Контроль качества при ННБ	Лист
Изм.	Лист	№ докум. №	Подпись	Дата		82

- температура воды должна быть больше 4⁰ С. Увеличение температуры воды сокращает время приготовления бурового раствора;
- минерализация воды должна быть не более 1000 мг/л, с небольшим содержанием хлоридов и малой жесткостью. Эти свойства воды можно подкорректировать, добавив на один кубический метр воды 2.1 кг соды. Соду следует добавлять в чистую воду, а уже потом остальные компоненты бурового раствора.

Требования к смешиванию:

- наличие качественного высокоскоростного оборудования;
- тщательное, до исчезновения комков и образования однородной смеси, перемешивание;
- соблюдение рецептуры. Все компоненты добавлять строго по весу и объему.

Буровой раствор в процессе управляемого горизонтально-направленного бурения выполняет следующие функции:

1. Очищает забой скважины от разбуренной породы и выносит ее на поверхность.
2. Кальматирует поры и трещины в стенках скважины и создает на ее внутренней поверхности непроницаемую корку.
3. Предотвращает фильтрацию воды пластами с высокой проницаемостью.
4. Предохраняет ствол скважины от обвалов и осыпей.
5. Удерживает разбуренную породу во взвешенном состоянии при остановках бурения.
6. Уменьшает колебания штанг при бурении.
7. Защищает рабочие инструменты, участвующие в бурении от коррозии.

					Контроль качества при ННБ	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум. №	Подпись	Дата		

Таблица 20 – Рецепттура и параметры бурового раствора

Грунт	Технологический процесс	Вязкость раствора (сек)	Бентонит	Количество кг/м ³	Полимер	Количество кг/м ³	Удельный вес на выходе (кг/л)	РН вода (ед)
Гравийный грунт	Пилотное бурение	50-70	INTBENT	40	КМЦ Na ₂ CO ₃	1 0.6	<= 1.35	8.5-9
Гравийный грунт	Расширение	50-70	INTBENT	35	КМЦ Na ₂ CO ₃ Ксантан	1.5 0.5 0.6	<= 1.35	8.5-9
Гравийный грунт	Протаскивание	45	INTBENT	30	КМЦ Na ₂ CO ₃ Ксантан	0.5 0.5 0.4	<= 1.35	8.5-9
Глинистые сланцы	Пилотное бурение	50-60	INTBENT	40	КМЦ Na ₂ CO ₃	1 0.6	<= 1.35	8.5-9
Глинистые сланцы	расширение	50-60	INTBENT	35	КМЦ Na ₂ CO ₃ Ксантан	1.5 0.5 0.6	<= 1.35	8.5-9
Глинистые сланцы	Протаскивание	45	INTBENT	30	КМЦ Na ₂ CO ₃ Ксантан	0.5 0.5 0.4	<= 1.35	8.5-9

Таблица 21 – Состав и норма расхода бурового раствора

Технологический процесс	Объем раствора (м³)	Полимерные добавки							
		BoreGel		КМЦ		Ксантановая камедь		Na ₂ CO ₃	
		Норма (кг/м³)	Расход (кг)	Норма (кг/м³)	Расход (кг)	Норма (кг/м³)	Расход (кг)	Норма (кг/м³)	Расход (кг)
Пилотное бурение	3886	40	155440	1	3886	-	-	0.6	2331
Расширение	11184	35	41580	1.5	1776	0.6	711	0.5	592
Протаскивание	520	30	15600	0.5	260	0,4	208	0.5	260
Итого:	15590	-	212620	-	5922	-	918	-	3183

Общий расход бурового раствора необходимый для бестраншейной прокладки трубопровода диаметром 530 мм протяженностью 700 м составит 15590 м³.

Бентонит INTBENT получен на основе высококачественного, тонкого помола натриевого вайомингового бентонита. Легко разводится в свежей холодной воде и, растворяясь полностью, превращается в тиксотропный буровой раствор с высокими реологическими характеристиками, низкой величиной показателя фильтрации. Продукт не токсичен, не оказывает вредного влияния на окружающую природную среду.

Обеспечивает:

					Контроль качества при ННБ	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		

- высокие показатели статического напряжения сдвига, отличное качество фильтрационной корки;
- укрепление стенок канала в сыпучих обваливающихся грунтах;
- эффективную очистку ствола скважины;
- пониженный крутящий момент при бурении;
- усиление вязкости и прочности смеси для выноса срезанных частиц грунта.

Для бурения в нормальных условиях следует добавить 25-30 кг на 1 м³ воды, для несвязных грунтов (песок, гравий) 30-40 кг.

Ксантановая камедь. Главное назначение ксантановой камеди в буровых растворах – повышать их вязкость и несущую способность. Несущая способность раствора полимера прямо связана с вязкостью раствора при низких скоростях сдвига. Результаты простого испытания на осаждение показывают, что по несущей способности ксантановая камедь превосходит любой другой полимер из числа применяемых в буровых растворах.

Исключительная несущая способность ксантановой камеди при низких концентрациях благоприятствует ее использованию при высоких транспортных расходах. Хотя ксантановая камедь не является материалом для регулирования фильтрации, она хорошо сочетается с веществами – понизителями фильтрации, такими как бентонит и КМЦ. Добавка в чистую воду от 0.3 кг/м³ до 1.6 кг/м³.

КМЦ (карбоксиметилцеллюлоза). Эффективная добавка в отношении снижения фильтрации и повышения вязкости [16, с.541].

Натриевая карбоксиметилцеллюлоза является многоцелевой добавкой и выпускается в нескольких модификациях для различных растворов. В связи с этим диапазон применяемых концентраций весьма широк (0,6–14 кг/м³).

Карбонат натрия Na₂CO₃ (кальцинированная сода, сода для стирки) – белый гигроскопичный порошок (мелкозернистый порошок называется легкой содой, крупнозернистый плотной содой). Добывается на месторождениях троны (Na₂CO₃

					Контроль качества при ННБ	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум. №	Подпись	Дата		

$\text{NaHCO}_3 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), получается из природных рассолов и по процессу Сольвей. Используется главным образом для удаления растворимых солей кальция из технической воды и буровых растворов; находит применение для обогащения глин. Концентрации от 0,3 до 11 кг/м³.

6.2 Контроль качества бурового раствора

Контроль качества бурового раствора осуществляется с помощью комплекта полевой лаборатории по стандартам API, входящей в комплект бурового комплекса, квалифицированными специалистами. Качество приготовленного бурового раствора контролируется по следующим свойствам:

- условная вязкость раствора по АНИ, с;
- плотность раствора, г/см³;
- пластическая вязкость, сП;
- ДНС, дПа;
- водоотдача по АНИ, см³/30 мин;
- содержание песка, % об.;
- pH.

Результаты измерений используются при изменении компонентного состава (добавка полимеров, изменение вязкости) в зависимости от конкретных ситуаций на объекте производства работ. При необходимости может быть проведена корректировка предлагаемого проектом состава бурового раствора [17].

					Контроль качества при ННБ	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум. №	Подпись	Дата		

6.3 Бурильные трубы

Предупреждение аварий с бурильными трубами.

Одним из главных элементов бурового инструмента являются бурильные трубы. От их безаварийной работы зависит успешное строительство.

Предупреждение аварий – это, прежде всего выполнение требований проектов на строительство скважины (технического и технологического), а также действующих инструкций и руководящих документов, обязательных для данного проекта.

Для предупреждения аварий буровой бригаде необходимо:

- 1) ознакомиться с геологическим строением и зонами возможных осложнений;
- 2) твердо усвоить и четко представлять особенности бурения стратиграфических горизонтов;
- 3) строго соблюдать требования проекта производства работ, режимно-технологической карты и данной инструкции;
- 4) постоянно следить за соответствием проекту параметров промывочной жидкости, состоянием скважины, за бурильной колонной, инструментом;
- 5) хорошо изучить инструкции по эксплуатации долот, забойного двигателя, бурильных труб и строго соблюдать их;
- 6) соблюдать трудовую и технологическую дисциплину.

Особое внимание следует обращать на предупреждение аварий, происшедших вследствие недосмотра при смене вахты.

Принимая смену, необходимо:

- проверить исправность механизмов;
- проверить качество и количество промывочной жидкости, в том числе и аварийного запаса;
- устранить неисправности оборудования;

					Контроль качества при ННБ	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум. №	Подпись	Дата		

– сообщить немедленно о неисправностях или нарушениях, препятствующих нормальной работе, буровому мастеру, инженеру-технологу, начальнику участка.

Предупреждение аварий с элементами бурильной колонны - бурильными трубами, переводниками, бурильными замками, соединительными муфтами, центраторами, калибраторами, расширителями и амортизаторами - начинается с приемки труб от изготовителей, подготовки к эксплуатации и транспортировке их на буровые. Эксплуатация, профилактика, а также ремонт работающих элементов бурильных колонн являются основными звеньями в строительстве скважин [18, с.52].

Порядок проведения названных работ подробно изложен в Инструкции по эксплуатации, ремонту и учету бурильных труб. Основные положения, которыми должны пользоваться буровые бригады, сводятся к следующему.

Бурильные колонны состояются из бурильных труб, а также переводников, скомплектованных и проверенных в соответствии с требованиями этого ППР.

Завоз бурильных труб, переводников на буровую площадку осуществляется только после проверки их на базе или на законченной бурением скважине. Не разрешается использовать трубы, не обеспечивающие установленного коэффициента запаса прочности.

Бурильные, утяжеленные и ведущие трубы перевозятся на специально оборудованных транспортных средствах. Концы труб не должны выступать за габариты транспортных средств более чем на 1 м. Не допускается волочение труб по земле.

При разгрузке, погрузке и укладке труб следует применять грузоподъемные механизмы или безопасные накаты (скаты). Сбрасывать трубы с транспортных средств или со стеллажей не разрешается. Нельзя допускать ударов труб друг о друга и металлические предметы.

					Контроль качества при ННБ	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум. №	Подпись	Дата		

Трубы, поступившие на буровую, необходимо укладывать комплектами на стеллажи, между рядами помещать деревянные прокладки с концевыми упорами.

Перед сборкой труб их необходимо просмотреть и прошаблонировать, а также проверить соответствие паспорту.

К эксплуатации допускаются:

- наддолотный комплект, состоящий из труб в соответствии с условиями работы при бурении наклонно-направленных скважин;
- комплекты бурильных труб, подобранные в соответствии с расчетом на прочность.

Трубы, которые явно несоосны или имеют резкие перегибы, надо удалять из бурильной колонны и отправлять на ремонт. Перед свинчиванием труб замковую резьбу следует очистить и смазать специальной смазкой.

При свинчивании труб нельзя сталкивать конус замка в муфту, а при развинчивании – создавать натяжку, превышающую вес отвинчиваемой части колонны. Если при закреплении замковых резьб торцы соединяемых деталей сходятся неплотно, то такие элементы бурильной колонны бракуются.

Перед расхаживанием бурильной колонны в случае ее прихвата надо уточнять прочностные возможности составляющих ее элементов. Максимально допустимые растягивающие нагрузки не должны превышать 80 % нагрузки, при которой напряжение в самом слабом элементе колонны достигает предела текучести для соответствующего класса труб.

В процессе эксплуатации должен быть организован контроль за состоянием элементов бурильной колонны неразрушающими методами.

Проверке подлежат:

- трубная резьба стальных и ведущих бурильных труб;
- толщина стенок стальных бурильных труб.

Периодичность проверок устанавливает буровое предприятие в зависимости от условий эксплуатации бурильной колонны (длина скважины,

					Контроль качества при ННБ	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум. №	Подпись	Дата		

твердость пород, кривизна, способа бурения, кислотность бурового раствора, класс труб и т.д.).

Сработку замковых резьб труб и переводников калибрами проверяют 1 раз в квартал, а по частоте вращения после посадки ниппеля в муфту - 1 раз в месяц.

Секции бурильных колонн, работающие в сильно осложненных интервалах ствола скважины (наличие каверн, осыпей, желобов, большого искривления и т.п.), по усмотрению технологической службы буровой организации могут подвергаться дефектоскопии и толщинометрии с периодичностью до 1 раза в 10 сут.

После аварий с колонной бурильных труб, связанных с прихватами и т.п., для ликвидации которых наряду с другими методами применялись интенсивные расхаживания, независимо от числа часов, наработанных в обязательном порядке, проводят дефектоскопию труб.

Шарошечные расширители и калибраторы проверяют дефектоскопом через каждые 100–300 ч работы.

При первых признаках аварии с бурильной колонной (резкое перемещение бурильной колонны, увеличение частоты вращения ротора) необходимо немедленно приступить к ее подъему с одновременным осмотром тела всех труб и проверкой состояния замковых соединений.

После окончания работ в скважине все бурильные трубы, соединительные переводники и УБТ развинчивают по замковой резьбе, промывают и смазывают резьбы. Трубы укладывают на стеллажах приемного моста или в штабеля на территории буровой.

Работы по замене или ремонту труб и других элементов бурильной колонны, а также профилактические проверки (дефектоскопию, опрессовку и другие), проводимые в процессе проводки скважины, записывают в соответствующие разделы паспортов на комплекты бурильных, утяжеленных и ведущих труб, а также на переводники. Эти работы должны быть

					Контроль качества при ННБ	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум. №	Подпись	Дата		

предусмотрены в профилактической карте по безаварийному ведению буровых работ.

Примечание:

1. Дефектоскопия бурильного инструмента производится с помощью передвижной дефектоскопической лаборатории.

2. Опрессовка бурильных труб производится цементирующим агрегатом ЦА-320 М.

3. УЗД бурового оборудования проводят согласно "Инструкции по проведению дефектоскопии бурового, нефтепромыслового оборудования и инструментов на предприятиях и в объединениях министерства нефтяной промышленности". СКТБ Союзнефтемашремонт, 1977 год.

6.4 Возможные осложнения в процессе бурения

В процессе бурения в четвертичных отложениях осложнения вызывают гидротационная неустойчивость глин, суглинков, супесей, низкая прочность пород. Высокая пористость и проницаемость грунтов обуславливает возможность поглощения значительных объемов бурового раствора, образование грифонов и другие осложнения, обусловленные низкой прочностью грунтов.

Одним из наиболее серьезных осложнений по степени распространенности и потерям, связанным с ними, являются поглощения бурового раствора.

В соответствии с проницаемостью и трещиноватостью пород зоны поглощения классифицируют и по интенсивности поглощения:

- фильтрация;
- частичное поглощение;
- полная потеря циркуляции;

					Контроль качества при ННБ	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум. №	Подпись	Дата		

– частичное или полное поглощение в глубокие искусственные трещины;

– катастрофическое поглощение в обширные пустоты и каверны естественного происхождения.

По принципу воздействия все предупредительные меры можно подразделить на две группы.

К группе I относятся следующие способы:

– регулирование плотности бурового раствора;
– применение азрированного бурового раствора;
– регулирование реологических свойств бурового раствора с целью снижения потерь напора в кольцевом пространстве при циркуляции;

– регулирование подачи бурового раствора для снижения потерь напора в кольцевом пространстве;

– переход с бурения с использованием гидравлического забойного двигателя на роторный для уменьшения подачи бурового раствора;

– ограничение величины гидродинамических импульсов давления при пуске насоса;

– разработка конструкции бурильной колонны, позволяющей снизить гидравлические потери напора в кольцевом пространстве;

– использование газообразных агентов (пены, тумана) и продувки воздухом в подходящих для этого условиях.

Группа II включает следующие основные способы:

– регулирование реологических свойств бурового раствора в целях повышения интенсивности его загустевания после поступления в каналы горной породы;

– введение в буровой раствор инертных наполнителей для снижения проницаемости горной породы;

– закачка "мягких" пробок (тампона).

Считается, что около 50 % всех поглощений может быть предупреждено при бурении.

					Контроль качества при ННБ	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		

Для предупреждения поглощений прибегают к таким профилактическим мероприятиям, как добавление наполнителей к буровым растворам, регулирование их удельного веса и показателей структурных свойств [18, с.77].

6.5 Поглощение бурового раствора

Поглощения возникают из-за превышения величины забойного давления над пластовым.

Повышение давления в стволе может быть следствием нескольких причин. Наиболее серьезной из них является действие гидростатического давления столба бурового раствора и гидродинамическое давление при движении бурового раствора. Другие, второстепенные причины – сила инерции столба раствора, высокая скорость циркуляции, скопление шлама в расширенных участках ствола, колебания давления на выкидке насосов.

Для сведения влияния указанных явлений к минимуму рекомендуется принимать определенные меры.

1. Сводить к минимуму все механические причины повышения давления посредством:

- проработки (а не "пробивания") мест скопления шлама и сужений;
- постепенного выключения насосов после остановки процесса бурения (соответственно скорость нагнетания раствора может быть доведена до нормальной лишь после восстановления циркуляции при нахождении долота на забое);
- уменьшения скорости нагнетания раствора до минимально необходимой.

2. Регулировать свойства бурового раствора путем снижения вязкости, статического и динамического напряжений сдвига, а также удельного веса в допустимых пределах, соблюдая условия безопасного бурения.

					Контроль качества при ННБ	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум. №	Подпись	Дата		

3. Осуществлять предварительную обработку раствора. Если при бурении ожидается вскрытие зоны поглощений, которую можно эффективно изолировать с помощью блокирующих материалов (наполнителей), эти материалы вводят в раствор до вскрытия данной зоны. Например, если можно предположить, что в пласте есть мелкие естественные трещины, то добавление к раствору закупоривающих материалов, таких как волокнистый наполнитель (асбест 7 сорта), проходящий через вибрационное сито, приведет к тому, что величина давления, при котором могут раскрыться эти трещины, возрастает.

Наиболее радикальным средством предупреждения поглощений является использование более легких буровых растворов, чем используемые (аэрированные буровые растворы).

В зависимости от строения поглощающих пластов зоны поглощения подразделяют на следующие типы:

- 1) несцементированные или высокопроницаемые;
- 2) с естественной трещиноватостью;
- 3) с искусственной трещиноватостью (возникшей при бурении);
- 4) кавернозные (со щелями и сообщающимися каналами).

Чаще всего приходится иметь дело с зонами поглощения первого и третьего типа. Особенностью этих зон является то, что, в отличие от зон с естественной трещиноватостью для их раскрытия и возникновения поглощений достаточно, чтобы давление в скважине лишь немного превысило пластовое.

Наиболее трудно бороться с поглощениями при наличии естественных трещин, поскольку их раскрытие приводит к разрушению существующих в породе непроницаемых перемычек.

Поглощения бурового раствора – от фильтрации до полной потери циркуляции, являющееся следствием наличия в пласте естественных или искусственных трещин, могут быть ликвидированы с помощью

					Контроль качества при ННБ	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум. №	Подпись	Дата		

изолирующих материалов, в виде "тампонов" на основе бурового раствора или специальных составов.

При применении закупоривающих материалов эффективно действующая смесь должна включать хотя бы два компонента, а именно гранулярный и волокнистый. В наиболее часто употребляемую смесь входят три-шесть частей гранулярных наполнителей, две части волокнистого материала.

Размеры частиц закупоривающих материалов подбирают в соответствии с характером поглощения. Высокая концентрация закупоривающих материалов в буровом растворе или в растворе с высокой водоотдачей, превышающая 43–57 кг/м³, не дает никаких преимуществ. В то же время такая концентрация может быть причиной выхода из строя насосов и ухудшения свойств раствора.

Если закупоривающие материалы применяют только при продавливании одной, определенной порции раствора (после задавливания в каналы поглощения бурового раствора, содержащего наполнители), концентрация их до 85 кг/м³ может дать лучшие результаты.

К наиболее типичным причинам неудач (прямым или косвенным) при борьбе с поглощениями относятся следующие:

- 1) неточное определение местонахождения зоны поглощения и, как следствие этого, закачка изолирующего материала не в тот интервал;
- 2) несоответствие закупоривающих материалов типу зоны поглощения и интенсивности поглощения;
- 3) нежелание применить технологию, необходимую при изоляции зоны поглощения данного типа;
- 4) отсутствие документации о поглощениях и примененных для их ликвидации материалов и технологий.

Для ликвидации поглощений чаще всего применяют следующие девять способов.

					Контроль качества при ННБ	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		

1. "Приподнять и ждать". Этот способ рекомендуется применять при поглощениях типа фильтрации и частичных, а также при поглощениях через искусственные трещины. При этом способе долото поднимают на безопасную глубину и оставляют скважину в покое на 0,4-8ч.

2. Продавливание пробки из закупоривающих материалов объемом 10-80 м³ в зону поглощения через открытый конец бурильных труб.

3. Закачка смесей с высокой водоотдачей. Как и второй способ, рекомендуется при поглощениях типа просачивания, частичных и полных (сравнительно небольшой интенсивности) поглощениях. Смесь можно приготовить из аттапульгитовой или сепиолитовой глины с добавлением извести и диатомовой земли или полимеров.

4. Цементирование зоны поглощения.

5. Применение бентонитово-цементной смеси при ликвидации полных и катастрофических поглощений. Смесь продавливают по бурильным трубам с буферной пробкой из дизельного топлива.

6. Задавливание "мягких" пробок из смесей,готавливаемых на поверхности, при ликвидации частичных и полных поглощений через искусственные трещины. Смеси, приготовленные на поверхности, имеют лучшие свойства, чем полученные в скважине, так как вязкость их можно регулировать.

7. Задавливание "мягких" пробок из смесей, получаемых на забое для изоляции искусственных трещин и для удержания цементных смесей в зоне поглощения вблизи ствола скважины.

8. Применение специальных перекрывающих устройств при изоляции каверн и больших раскрытых трещин.

9. Применение азрированного бурового раствора при бурении без выхода его на поверхность и последующий спуск колонны в случаях катастрофических и интенсивных поглощений в крупные каверны (с перетоком или без перетока пластовой воды), пористые или трещиноватые породы.

					Контроль качества при ННБ	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		

6.6 Потеря устойчивости ствола перехода

Бентонитовая технология, путем подбора плотности бентонитового раствора в зависимости от характера разбуливаемых грунтов, обеспечивает кольматирование стенок скважины с образованием глинистой корки, которая удерживает стенки скважины от обрушения и значительно снижает проницаемость пород, в то же время работы по расширению скважины проводятся непрерывно и протаскивание трубопровода производится сразу же после завершения расширительных работ.

Корректировка проектных решений в плане выбора породоразрушающих инструментов и компонентного состава бурового раствора так же может являться мероприятием по снижению риска возникновения аварийных ситуаций.

Возможные аварийные ситуации при бурении скважины:

- увеличение толкающих усилий и «прихват» буровой колонны пилотных или промывочных штанг при бурении пилотной скважины;
- заклинивание расширителя в процессе расширения скважины;
- увеличение тяговых усилий свыше расчетных и допустимых, при протаскивании трубопровода в скважину [19, с.186].

Таблица 22 – Прихватопасные зоны

Индекс стратиграфи- ческого подразделения	Интервал по стволу скважины, м		Вид прихвата	Условия возникновения
	от	до		
1	2	3	4	5
a Q _{IV}	0	418,63	Прихват в желобных выработках	Желобообразование

Таблица 23 – Прочие осложнения

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал по стволу скважины, м		Вид осложнения	Характерис- -тика осложнения	Условия возникновения
	от	до			
1	2	3	4	5	6
a Q _{IV}	0	418,63	Желобообразование	Заклинки бурильной колонны в желобных выработках	Длительное воздействие бурильной колонны на стенку скважины
a Q _{IV}	0	418,63	Образование шламовых наносов в стволе скважины	Посадки бурильной колонны при ее спуске	Неудовлетворитель- -ные технические свойства бурового раствора для выноса шлама. Недостаточ-ная подача раствора на насосе

Продолжение таблицы 23

а Q _{IV}	0	150	Грифонообразование	Выход бурового раствора на дневную поверхность	Превышение давления промывочной жидкости в скважине над давлением гидроразрыва пород
	250	418,63			

Мероприятием по освобождению буровой колонны пилотных штанг от заклинивания является пропуск колонны промывочных (обсадных) труб в скважину поверх пилотной колонны. При прихвате промывочных штанг необходимо проводить их расхаживание с дополнительной промывкой скважины путем подачи бурового раствора.

Мероприятия по освобождению бурового инструмента (главным образом расширителей) от заклинивания могут быть разнообразными в зависимости от конкретной возникшей ситуации.

Обрыв штанги во время расширения скважины ликвидируется при помощи обсадной трубы, ловильного инструмента и захватывающего устройства.

В случае неудачного применения данной технологии и при условии нахождения места обрыва штанги на относительно небольшой глубине (до 3-4 м) и небольшого расстояния от точек входа и выхода скважины (20-30 м) возможно применения способа разработки котлована над местом обрыва для непосредственного соединения двух частей буровой колонны или инструмента.

					Контроль качества при ННБ	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум. №	Подпись	Дата		

При ликвидации вышеназванных ситуаций может потребоваться перебазировки буровой установки на противоположный берег, в зависимости от места обрыва штанг (до расширителя или после). В этом случае буровой комплекс монтируется согласно Стройгенплана, аналогично монтажу при бурении пилотной скважины с левого берега реки.

В случае невозможности продолжения бурения пилотной скважины по проектному профилю (отдельно встречающиеся валуны, аномалии) пространственное положение оси скважины может быть изменено. Незначительное исправление ведется в обход препятствия без извлечения буровой колонны. Возможно также, производить заново бурение в новом створе, при обязательном согласовании с проектным институтом. В случае увеличения длины скважины должен быть решен вопрос об удлинении протаскиваемого трубопровода на необходимую величину.

В любом из перечисленных случаев профиль скважины должен отвечать требованиям нормативно-технической документации по ННБ.

Решения замены одного типа бурового инструмента на другой принимаются подрядчиком по горизонтально-направленному бурению в зависимости от возникающих проблем с разработкой грунтовой породы. Тот или иной тип бурового инструмента должен быть выбран до начала бурения, после изучения геологии в месте прохождения скважины.

Увеличение тяговых усилий в процессе протаскивания трубопровода может быть вызвано ростом местных сопротивлений, причиной которых являются:

- неточная высота подъема трубопровода на входе в скважину, вследствие чего изменяется угол входа трубопровода и увеличивается трение поверхности трубы о стенку скважины на начальном участке протаскивания;
- плохо подготовленная к протаскиванию скважина (недостаточное расширение, заиливание, плохая промывка разбуренной породы;
- заклинивание трубопровода в результате обрушения стенок скважины.

					Контроль качества при ННБ	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		

Плохое качество промывки скважины и большое усилие при протаскивании последнего расширителя являются предпосылкой для прохода дополнительного расширителя. Для увеличения тяговой способности буровой установки в аварийных ситуациях может применяться вспомогательная лебедка.

6.7 Мероприятия по предупреждению образования грифонов и их локализация

В процессе вскрытия грунтов с низкими прочностными характеристиками вследствие гидростатического и гидродинамического давлений бурового раствора возможен выход бурового раствора на дневную поверхность (грифон) через образовавшийся разрыв породы.

Для предупреждения образования грифонов в процессе строительства подводного перехода необходимо осуществлять следующие мероприятия:

В процессе бурения

1. Снизить скорость бурения. Обеспечить опережающую промывку ствола скважины.
2. Увеличить расход глины в составе бурового раствора до 60-90 кг/м³;
3. Повысить вязкоупругие свойства бурового раствора, для чего в составе раствора увеличить долю реагента СМС или приготовить глинистый тампон. Проработать интервал скважины в точке выхода раствора полученным вязкоупругим составом с минимальной скоростью движения инструмента для обеспечения условий зашламования. После проработки интервала, для упрочнения зашламованной зоны, осуществить выдерживание бурового раствора в зоне грифона в течении 2-10 часов.

В процессе расширения

1. Снизить скорость расширения. Обеспечить интенсивную промывку.
2. Повысить вязкоупругие свойства бурового раствора.

					Контроль качества при ННБ	Лист
						102
Изм.	Лист	№ докум. №	Подпись	Дата		

3. Интервал осложнений пройти при скорости 5-15 м/час для зашламования интервала прорыва бурового раствора.

В случае возникновения утечек бурового раствора при производстве работ по ННБ в иных местах, чем точки входа и выхода, подрядчик принимает незамедлительные меры по сбору и утилизации бурового раствора. Сбор вышедшего на поверхность бурового раствора (грифоны) производится с помощью шламовых насосов с закачкой их в автоцистерны и последующим вывозом в места захоронения или для регенерации и дальнейшего использования в бурении [19, с.78].

Мероприятия по локализации грифонов на береговых участках:

- на каждом берегу реки необходимо предусмотреть запас грунта (от разработки амбаров для выбуренной породы) для использования при локализации выходящего из грифонов бурового раствора;

- при появлении грифонов на береговой части перехода выполнить их обвалование с использованием естественных понижений рельефа местности с помощью экскаватора или бульдозера;

- организовать забор с помощью шламового насоса ВШН-150 аккумулярованного бурового раствора и перекачку его в амбары, расположенные на берегах реки;

При невозможности перекачки бурового раствора шламовыми насосами организовать погрузку бурового раствора экскаватором в автотранспорт и перемещение его в существующие амбары.

При появлении грифонов в русловой части подводного перехода для сбора выходящего из грифонов бурового раствора необходимо использовать плавсредства с установленными погружными насосами, снабженными резиноканевыми рукавами Д 77 мм и длиной до 450 м.

При появлении грифонов в зимний период, в русловой части подводного перехода, для сбора выходящего из грифонов бурового раствора необходимо использовать погружные насосы со льда, снабженные резиноканевыми рукавами Д 77 мм и длиной до 430 м.

					Контроль качества при ННБ	Лист
						103
Изм.	Лист	№ докум. №	Подпись	Дата		

Мероприятия по локализации грифонов на береговых участках в зимнее время выполняются такие же, что и летом.

Корректировка проектных решений в плане выбора породоразрушающих инструментов и компонентного состава бурового раствора так же может являться мероприятием по снижению риска возникновения аварийных ситуаций.

					Контроль качества при ННБ	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		

7 Социальная ответственность

В настоящее время в Российской Федерации продолжается развитие наиболее прогрессивного вида транспорта углеводородов – системы трубопроводного транспорта газа. Ввиду колоссальной протяженности газотранспортной сети на всей территории России, на пути прокладки магистральных газопроводов встречаются многочисленные водные преграды в виде: рек, озер, водохранилищ, и т.д, что вызывает необходимость в сооружении большого количества подводных переходов через данные водные преграды.

Для бесперебойной и надежной работы газотранспортной системы России требуется четко отслеживать состояние трубопроводов и сопутствующих систем. Отказы магистральных трубопроводов наносят огромный экономический ущерб вследствие потерь продукта, а также нарушений непрерывного технологического процесса в промышленности. Отказы в работе и аварии на ЛЧМГ сопровождаются выбросами газа в атмосферу, загрязнением окружающей среды, пожарами и прочими отрицательными последствиями. Для компенсации вредных воздействий на окружающую среду в рамках проекта на капитальный ремонт разработаны мероприятия, выполнение которых должно компенсировать ущерб нанесенный окружающей среде в полном объеме.

7.1 Производственная безопасность

В данном разделе будут рассмотрены основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ по капитальному ремонту подводного перехода магистрального газопровода через водную преграду. Перечень опасных и вредных факторов, характерных для проектируемой производственной среды представлены ниже, в таблице 24.

					Контроль качества при ННБ	Лист
						105
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		

Таблица 24 – Возможные вредные и опасные факторы

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Земляные работы.	1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.		ГОСТ 12.1.005–88*[33]
2. Подъем, укладка и очистка газопровода от старой изоляции.			
3. Сварочно-восстановительные работы.	2. Превышение уровней шума на рабочем месте.		ГОСТ 12.1.003-83 [34]
4. Изоляционно-укладочные работы.	3. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.		ГОСТ 12.1.005–88*[32] ВСН 014- 89[35]
5. Испытание отремонтированного газопровода.	4. Повреждения, в результате контакта с животными, насекомыми.		ГОСТ 12.4.010-75 [31]
	5. Недостаточная освещенность рабочей зоны.		ВСН 012- 88[36]
		1. Пожаро- и взрывоопасность.	ГОСТ 51330.19-99 [44]
		2. Поражение электрическим током;	ГОСТ 12.1.019-79[38]

Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.

					Контроль качества при ННБ	Лист
						106
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		

Рассмотрим опасные и вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении работ по капитальному ремонту подводных переходов, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

Отклонение показателей микроклимата

В настоящее время для оценки допустимости проведения работ и их нормирования на открытом воздухе в условиях крайнего севера используется понятие предельной жесткости погоды (эквивалентная температура, численно равная сумме отрицательной температуры воздуха в градусах Цельсия и удвоенной скорости ветра в м/с), устанавливаемая для каждого района решением местных региональных органов управления. Предельная жесткость погоды, ниже которой не могут выполняться работы на открытом воздухе, колеблется в пределах от -40 до -45 °С [8].

При эквивалентной температуре наружного воздуха ниже -25°С рабочим, а также грузчикам, занятым на погрузочно-разгрузочных работах, и другим работникам, ежечасно должен быть обеспечен обогрев в помещении, где необходимо поддерживать температуру около +25 °С. Работники должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи. В рабочих зонах помещения и площадки обслуживания температура воздуха различна в теплый и холодный периоды года [20].

Интенсивность теплового облучения от работающих агрегатов и от нагретых поверхностей не должна превышать 35 Вт/м² при облучении 50% поверхности тела, 70 Вт/м² при облучении 25-50% поверхности тела и 100Вт/м² при облучении менее 25%. Максимальная температура при этом не должна превышать 28°С [21].

Превышение уровней шума и вибрации

					Контроль качества при ННБ	Лист
						107
Изм.	Лист	№ докум. №	Подпись	Дата		

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 120 дБА и более. При выполнении работ по капитальному ремонту подводного перехода МГ рассматриваемого в данном проекте уровень шума работающей техники может достигать более 135 дБА.

Вследствие чего имеет место применять некоторые методы защиты, в частности совершенствования технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования, а также использование средств звукоизоляции [12];

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников. В качестве СИЗ Государственным стандартом предусмотрены заглушки-вкладыши (многократного или однократного пользования, вкладыши "Беруши" и др.), заглушающая способность которых составляет 6-8 дБА. В случаях более высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину. Наушники могут быть независимыми либо встроенными в головной убор или в другое защитное устройство

Вибрационные воздействия при производстве работ в рамках данного проекта отсутствуют.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов [22].

7.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

					Контроль качества при ННБ	Лист
						108
Изм.	Лист	№ докум. №	Подпись	Дата		

Падение твердых, сыпучих, жидких объектов на работающего.

В соответствии с СП 12-136-2002 в ППР необходимо предусматривать меры по предотвращению обрушения грунта с учетом геологических и гидрогеологических условий участка работ и нагрузки от строительных машин и складированных материалов определить крутизну откосов выемки или указать проект крепления стенок траншеи. В ППР необходимо определить места установки ограждений выемок, переходных мостиков и лестничных маршей для прохода людей через выемку и спуска в котлован, а так же предусматривать меры безопасности при разработке грунта в местах пересечения траншей подземными коммуникациями. Не допускается нахождение людей в траншее во время работы экскаватора. При всех видах работ в траншее рабочие должны иметь спасательный пояс с крестообразными лямками и веревкой, конец которой должен находиться у страхующего на бровке траншеи. При разработке траншеи грунт складировать во временный отвал на расстояние не менее 0,5 м от бровки траншеи.

Перекачку труб и трубных секций разрешается производить только по лагам. Доставка секций и труб должна осуществляться на транспортных средствах (платформах), исключающих возникновение изгибающих нагрузок на тело трубы [21].

Электрический ток

В целях обеспечения электробезопасности в соответствии с требованиями СНиП 12-03-2001 в ППР необходимо предусматривать:

- указания по устройству временных электроустановок, выбору трасс и определению напряжения временных силовых и осветительных электросетей,
- месторасположению вводно-распределительных систем и приборов;
- указания по заземлению металлических частей крановых путей и металлоконструкций грузоподъемных кранов, другого оборудования с

					Социальная ответственность	Лист
						109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

электроприводом, металлических строительных лесов, металлических ограждений токоведущих частей;

– дополнительные меры безопасности при производстве работ в действующих установках.

Охранные зоны вдоль воздушных линий электропередачи определяются в виде части поверхности участка земли и воздушного пространства (на высоту, соответствующую высоте опор воздушных линий электропередачи), ограниченной параллельными вертикальными плоскостями, отстоящими по обе стороны линии электропередачи от крайних проводов при неотклонённом их положении на следующем расстоянии: до 1 кВ – 2 м; 1-20 кВ – 10 м [22].

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работы не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов.

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования

Перед пуском механизмов и началом движения машин или автомобилей обязательна подача звуковых или световых сигналов, с назначением которых ИТР знакомят всех работающих. При этом сигналы должны быть слышны (видны) всем работающим в районе действия машин, механизмов и др. Каждый неправильно поданный или непонятный сигнал воспринимается как сигнал «Стоп». Перед началом работы или движения машины или механизма машинист убеждается в безопасности членов бригады и находящихся поблизости лиц. Таблица сигналов вывешивается на работающем механизме или вблизи него. Каждый работающий на объекте, заметив опасность, угрожающую людям (неисправность машин и механизмов, электросетей, отвалов, уступов, возникновения пожаров и др.),

					Социальная ответственность	Лист
						110
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

наряду с принятием мер по ее устранению сообщает об этом лицу технического надзора, а также предупреждает людей, которым угрожает опасность [21].

Высокая температура материальных объектов производственной среды, способная вызвать ожоги тканей организма человека

При производстве изоляционных работ запрещается:

- производить какую-либо работу на том участке газопровода, где производится нанесение изоляции на наружную поверхность трубы;
- курить и производить работы, ведущие к появлению искр в местах хранения изоляционного материала.

Рабочие места для выполнения изоляционных работ на высоте должны быть оборудованы средствами подмащивания и лестницами–стремянками для подъема на них. Средства подмащивания должны иметь ровные рабочие настилы с зазором между досками не более 5 мм и ограждения с бортовыми элементами.

Высота ограждения должна быть не менее 1,1 м, бортового элемента – не менее 0,15 м, расстояние между горизонтальными элементами ограждения – не более 0,5 м. Уклон лестниц при подъеме людей на леса не должен превышать 60° [21].

7.3 Экологическая безопасность

Воздействие на компоненты окружающей среды проектируемым объектом оказывается в период строительно-монтажных работ.

При производстве строительно–монтажных работ негативное воздействие на окружающую среду выражается в следующем:

- выбросы в атмосферу загрязняющих веществ;
- водопотребление на хозяйственно-питьевые нужды;
- образование отходов.

					Социальная ответственность	Лист
						111
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 25 – Виды воздействия на отдельные компоненты окружающей среды в период производства ремонтных работ

Виды воздействия на отдельные компоненты окружающей среды в период производства ремонтных работ	Характер воздействия
Атмосферный воздух	
Загрязнение атмосферного воздуха выбросами вредных веществ. Расчётный валовый выброс загрязняющих веществ за период производства работ – 32,604079 т.	Кратковременный - в период производства работ.
Земельные ресурсы	
Отчуждение земель во временное пользование в количестве 3,37535 га. Изменение рельефа и условий поверхностного стока при выполнении земляных работ.	Кратковременный - в период производства работ.
Водные ресурсы	
Водопотребление в объеме 589,2 м ³ Водоотведение составит 589,2 м ³	Кратковременный - в период производства работ.
Растительный и животный мир	
Изъятие земель во временное пользование. Расчистка полосы отвода от кустарника на площади в 3,37535 га.	Кратковременный - в период производства работ.

7.4 Защита в чрезвычайных ситуациях

Основными источниками опасности рассматриваемого объекта являются аварии, в результате которых могут произойти повреждения газопровода с последующей утечкой газа и образованием вследствие этого пожара или облака газовойоздушной смеси (ГВС), которое в свою очередь может сгорать с образованием избыточного давления.

Основные повреждения трубопроводов могут происходить в результате следующих процессов:

- внутренней и внешней коррозии и внешнего механического воздействия;
- структурных отказов или механических дефектов;
- природных катаклизмов;
- ошибок обслуживающего персонала и ошибок проекта.

К основным причинам, связанным с отказами трубопроводов, относятся:

- коррозия трубопроводов;
- физический износ, механическое повреждение или температурная деформация трубопроводов, а также причины, связанные с типовыми процессами.

В проекте рассмотрены такие поражающие факторы, возникающие при чрезвычайных ситуациях, вызванных аварийными выбросами газа, как, воздушная ударная волна и тепловое излучение горящего факела и пожара-вспышки.

Для взрывопожароопасных выбросов определялась масса горючего, находящаяся во взрывоопасных пределах и способная участвовать в процессах горения. Оценки проведены с учетом компонентного состава газа. Результаты расчета приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Результаты расчета зон действия поражающих факторов при пожаре–вспышка

Наименование трубопровода	№ сценария	Радиус воздействия высокотемпературных продуктов сгорания, м	Радиус зоны НКПР, м
Газопровод Ø 530 х 12 мм L =930 м	C4	234	198

Смертельное травмирование человека на открытой площадке непосредственно от воздействия ударной волны при взрыве (вспышке) топливовоздушной смеси в незагромождённом пространстве практически невозможно [5].

Не исключено получение термических ожогов при воздействии горячих продуктов сгорания людьми на расстоянии до 234 м от места аварии.

Приведенные размеры зон поражения следует рассматривать как максимальные. В реальных условиях они могут оказаться существенно ниже.

7.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Способ работы на предприятии-исполнителе строительно–монтажных работ по балластировки магистральных газонефтепроводов – работа по смене. Возраст сотрудников составляет от 18 до 55 лет. Продолжительность работы персонала в одну смену составляет 8 часов.

Способ оплаты труда – по часовым тарифным ставкам. Классификация условий труда ко 2 классу (допустимые условия труда). То есть условия труда, при которых на работника воздействуют вредные и опасные производственные факторы, уровни, воздействия которых не превышают уровни, установленные нормативами (гигиеническими нормативами) условий труда, а измененное функциональное состояние организма работника восстанавливается во время регламентированного отдыха или к началу следующего рабочего дня (смены).

Каждый работник предприятия должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты: спецодежда, защитные очки, защитная маска и перчатки.

					Социальная ответственность	Лист
						114
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Сотрудники предприятия обязаны проходить плановый инструктаж по технике безопасности на предприятии и быть ознакомлены с нормативнотрудовой базой, а также нормативными документами, регулирующими деятельность данного предприятия. Работники предприятия обязаны иметь квалификацию, соответствующую виду выполняемых работ.

7.5.1 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Подготовка к эксплуатации санитарно-бытовых помещений и устройств должна быть закончена до начала производства работ. При проведении ликвидационных работ санитарно-бытовые помещения следует устраивать с учетом санитарных требований, соблюдение которых обязательно при осуществлении производственных процессов. Производственные территории, участки работ и рабочие места должны быть обеспечены необходимыми средствами коллективной или индивидуальной защиты работающих, первичными средствами пожаротушения, а также средствами связи, сигнализации и другими техническими средствами обеспечения безопасных условий труда в соответствии с требованиями действующих нормативных документов и условиями соглашений. При размещении на производственной территории санитарно-бытовых и производственных помещений, мест отдыха, проходов для людей, рабочих мест должны располагаться за пределами опасных зон. На границах зон, постоянно действующих опасных производственных факторов должны быть установлены защитные ограждения, а зон потенциально опасных производственных факторов – сигнальные ограждения и знаки безопасности.

					Социальная ответственность	Лист
						115
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Проезды, проходы на производственных территориях, а также проходы к рабочим местам и на рабочих местах должны содержаться в чистоте и порядке, очищаться от мусора, не загромождаться складываемыми материалами и конструкциями.

Участки работ, рабочие места, проезды и проходы к ним в темное время суток должны быть освещены в соответствии с нормами. Освещенность должна быть равномерной, без слепящего действия осветительных приспособлений на работающих.

Применяемые при производстве работ машины, оборудование по своим техническим характеристикам должны соответствовать условиям безопасного выполнения работ.

В санитарно-бытовых помещениях должна быть аптечка с медикаментами, носилки, фиксирующие шины и другие средства оказания пострадавшим первой медицинской помощи. В соответствии с законодательством работодатель обязан организовать проведение расследования несчастных случаев на производстве в порядке, установленном Положением, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 11 марта 1999 г. № 279 [6]. По результатам расследования должны быть разработаны и выполнены профилактические мероприятия по предупреждению производственного травматизма и профзаболеваний [6].

На основании вышеизложенного можно сделать вывод об экологической допустимости проведения капитального ремонта подводного перехода магистрального трубопровода на участке через р. Томь «газопровод Юрга-Яшкино».

Отдельно стоит отметить, что запланированные работы служат для профилактики возможных аварийных ситуаций на магистральном газопроводе, которые могут привести к тяжелым экологическим последствиям.

					Социальная ответственность	Лист
						116
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Проведение гидротехнических работ в русле водотоков незначительно ухудшает условия существования всех представителей ихтиофлоры и фауны в результате нарушения нормального протекания биологических процессов, однако, по истечении срока проведения строительных работ и принятии специально разработанных мероприятий.

Выбросы газов в атмосферу при проведении работ по капитальному ремонту подводного перехода носят временный характер и существенно не ухудшают состояние атмосферы, концентрации выбросов вредных веществ не являются допустимыми.

Нанесенный ущерб почве и растительности при производстве земляных и планировочных работ носит временный характер и после окончания основных видов работ компенсируется за счет средств заказчика проекта, путем выполнения рекультивации нарушенных земель.

					Социальная ответственность	Лист
						117
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

Была проанализирована целесообразность выбора технологии из трех существующих методов строительства ППМТ в зависимости от геологических условий. Помимо этого, были проанализированы руководящие документы и нормативные требования к технологиям строительства ППМТ.

Для рассмотрения был выбран подводный переход газопровода «Юрга-Яшкино», сложенный твердыми скальными грунтами. В результате для строительства ППМТ была выбрана технология бестраншейной прокладки методом ГНБ. Данный метод отвечает современным требованиям строительства. Его применение позволяет максимально снизить трудоемкость работ, затраты ресурсов относительно традиционного метода и метода микротонелирования. Повысить безопасность строительства и снизить риски загрязнения окружающей среды. Основным преимуществом данного метода является его лояльность по отношению к ландшафту, ихтиофауне, водным биоресурсам.

Произведен расчет ППМТ на прочность и устойчивость при протаскивании в грунтовую скважину. По его результатам можно установить, что условия прочности и устойчивости рассматриваемого участка ППМТ соблюдаются.

					Социальная ответственность	Лист
						118
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Список литературы:

1. СНиП 12–03–2001. Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования.
2. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* (с Изменением N 1);
3. Благоев О.Н., Васильев Г.Г и др. Сооружение подводных переходов газонефтепроводов методом наклонно–направленного бурения. – М.: Лори, 2003. - 318 с.
4. Бородавкин П.П. Подземные магистральные трубопроводы.– М.:ООО«Издательство «Энерджи Пресс», 2011. – 480 с.
5. Забела К.А., Красков В.А., Москвич В.М., Сощенко А.Е. Безопасность пересечений трубопроводами водных преград. – М.: Недра–Бизнес-центр, 2001. – 195 с.
6. Забродин Ю.Н. Строительство магистральных трубопроводов: технологии, организация, управление: справ.пособие / Ю.Н. Забродин, В.В. Курочкин, В.Д. Шапиро. – М.: Омега-Л, 2013. – 989 с.
7. Закожурников Ю.А. Транспортировка нефти, нефтепродуктов и газа. – Волгоград: Ин-Фолио, 2010. – 432 с.
8. Быков Л.И., Мустафин Ф.М., Рафиков С.К., Нечваль А.М., Лаврентьев А.Е. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов: Учеб. Пособие. – Санкт – Петербург: Недра,2006. – 824 с.
9. Видяев И.Г., Серикова Г.Н., Гаврикова Н.А. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно–методическое пособие / И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова, Н.В. Шаповалова, Л.Р. Тухватулина З.В. Криницына; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.

					Список литературы	Лист
Из		№	Подпись	Дата		119

Иванова Е.А. Особенности применения SWOT-анализа в маркетинговой деятельности российских предприятий // Научный вестник УрАГС № (16). – Екатеринбург, 2009. – 12 с.

10. Иванова Е.А. Особенности применения SWOT-анализа в маркетинговой деятельности российских предприятий // Научный вестник УрАГС № (16). – Екатеринбург, 2009. – 12 с.

11. Промысловые трубопроводы и оборудование / Ф.М. Мустафин, Л.И. Быков, А.Г. Гумеров и др. – М.:Недра, 2004. – 662 с.

12. ГОСТ 12.1.003–2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

13. ГОСТ 12.3.002–75 Процессы производственные. Общие требования безопасности.

14. ГОСТ 12.0.003–74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

15. РД 102–011–89. Охрана труда. Организационно-методические документы.

16. Мустафин Ф.М., Быков Л.И., Васильев Г.Г., Лаврентьев А.Е. и др. – Технология сооружения газонефтепроводов. Под ред. Васильева Г.Г. Т.1. – Уфа: Нефтегазовое дело, 2007. – 632 с.

17. Горячкин П.В. Нормы и расценки на новые технологии в строительстве. – М.: 2004.– 432 с.

18. Сальников А.В. Методы строительства подводных переходов газонефтепроводов на реках Печорского бассейна / А.В. Сальников, В.П. Зорин, Р.В. Агиней. – Ухта: УГТУ, 2008. – 108 с.

19. Закожурников Ю.А. Транспортировка нефти, нефтепродуктов и газа. – Волгоград: Ин-Фолио, 2010. – 432 с.

20. ГОСТ 12.1.005–88. ССБТ. Общие санитарно–гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

21. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

					Список литературы	Лист
						120
Из		№	Подпись	Дата		

22. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
23. ОТТ–16.01–60.30.00–КТН–002–1–05 Переходы магистральных нефтепроводов через водные преграды. Общие технические требования к проектированию, ОАО«Транснефть», Москва. – 2005.
- 24.Свод правил СП 108–34–97 Сооружение подводных переходов; РАО «Газпром», Москва. – 1998
25. СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.
26. СНиП 12–04–2002. Безопасность труда в строительстве. Часть 2.Строительноепроизводство
27. РД-23.040.00-КТН-090-07 с изм. № 1-5 Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов.
28. ГОСТ 12.0.002-2014. Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Термины и определения
29. ГОСТ 12.0.003-2015. Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы.Классификация.
30. НиП II-12-77 Нормы проектирования. Защита от шума.
31. Федеральный Закон №116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
32. Федеральный закон № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды».
30. СНиП 2.05.06–85*. Магистральные трубопроводы.
31. Справочник мастера строительно-монтажных работ: Сооружение и ремонт нефтегазовых объектов / под ред. Иванова В.А. – М.: Инфра-Инженерия, 2007. – 832 с.
32. Тетельмин В.В., Язев В.А. Магистральные нефтегазопроводы. – Долгопрудный: Издательский дом «Интеллект», 2010. – 352 с.

					Список литературы	Лист
						121
Из		№	Подпись	Дата		

33. Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ (ред. от 13.07.2015) "О промышленной безопасности опасных производственных объектов".

34. Шаммазов А.М., Мугалимов Ф.М., Нефедова М.Ф. Подводные переходы магистральных нефтепроводов. – М.: ООО "Недра-Бизнес-центр", 2000. – 237 с.

					Список литературы	Лист
						122
Из		№	Подпись	Дата		